

И.Н.ГАЙВОРОНСКИЙ  
Г.Н.ЛЕОНЕНКО  
В.С.ЗАМАХАЕВ

КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА  
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.  
ИХ ВСКРЫТИЕ И ОПРОБОВАНИЕ

---

МОСКВА  
2000

**И.Н.ГАЙВОРОНСКИЙ  
Г.Н.ЛЕОНЕНКО  
В.С.ЗАМАХАЕВ**

**КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА  
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.  
ИХ ВСКРЫТИЕ И ОПРОБОВАНИЕ**

**Москва  
ЗАО “Геоинформмарк” 2000**



УДК 553.98.061.4:622.245.142.6

Гайворонский И.Н., Леоненко Г.Н., Замахаев В.С. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири. Их вскрытие и опробование. – М.: ЗАО “Геоинформмарк”, 2000. – 364 с. – ISBN 5-900357-16-3.

В монографии на примере Западной Сибири рассмотрены закономерности изменений свойств коллекторов нефти и газа, их продуктивности и эффективности вскрытия под влиянием процессов, протекавших в литогенезе и возникающих ныне при бурении и перфорации. В ней отражены особенности технологии вскрытия, интенсификации и вызова притоков флюидов и их связь с процессами и механизмами техногенных изменений коллекторов. Обоснованы роль дилатантного разуплотнения и возможность регулирования изменений свойств коллекторов при техногенных воздействиях в различных геологических условиях.

Табл. 24, ил. 57, список лит. – 89 назв., прил. 1.

Рецензент член-кор. РАН, академик РАЕН, проф. Б.А.Соколов

## Введение

Перспективы развития геологических наук XXI в. направлены на расширение знаний о Земле с ориентацией на дальнейшее решение практических задач, связанных с разведкой и разработкой месторождений полезных ископаемых. Это неизбежно потребует еще большего сближения проблем фундаментальной и прикладной наук. Данная работа отражает первые шаги на пути сближения отраслей знания, рассматривающих объекты исследований геологии нефти и газа и направления развития новой техники и технологии их вскрытия и опробования.

В монографии рассматриваются коллекторы нефти и газа Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (ЗСНГБ), динамика их изменения в истории Земли, методика, технология и эффективность вскрытия бурением и перфорацией. В ней отражены роль интенсификации и вызова притоков флюидов, влияние вскрытия коллекторов на их техногенные изменения, масштабы, процессы и механизмы этих изменений. Охарактеризованы возможности регулирования свойств коллекторов при техногенных воздействиях в различных геологических условиях на базе комплексных исследований в открытом стволе, в закрепленной трубами скважине и с использованием результатов кустового бурения.

Работа является актуальной, поскольку она выполнена на примере ЗСНГБ и направлена на выявление изменений свойств и продуктивности пластов-коллекторов в главном регионе добычи нефти и газа нашей страны. Полученные результаты приемлемы и для других регионов сходного строения.

Необходимость монографии продиктована отсутствием обобщающих работ о коллекторах в связи с их продуктивностью, эффективностью вскрытия и испытаний, с которыми тесно связаны изменения их свойств. Этому способствовала целесообразность более широкого освещения динамических процессов в коллекторах – породах, пластах и толщах, содержащих флюиды и отдающих их при эксплуатации.

При детальном изучении однотипных коллекторов обращают на себя внимание известные их признаки: избирательность, неравномерность в распределении свойств, неравновесность условий в недрах, неодинаковая и меняющаяся во времени продуктивность.



Неравномерность распределения терригенных коллекторов и залежей углеводородов видна на схемах распространения месторождений в ЗСНГБ: на севере преобладают гигантские многопластовые месторождения газа, в центре – нефти, на западе – мелкие месторождения нефти и газа в одном-двух пластах. Неравносность условий в недрах фиксируется притоками и поглощениями промывочной жидкости, фильтрацией ее из скважины в призабойную зону пласта и поступлением пластового флюида в скважину, которые наблюдаются при бурении в любом разрезе бассейна. Неодинаковая и меняющаяся во времени продуктивность скважин устанавливается по результатам испытаний и опробования коллекторов. В одних случаях она выше предполагаемой по коллекторским параметрам и возрастает при эксплуатации, в других – ниже прогнозной и уменьшается при дальнейшей работе скважин.

Все эти особенности обусловлены динамическими процессами, которые происходили в коллекторах с момента их зарождения до вскрытия, после которого они возобновлялись с новой силой. Совокупному изучению данных процессов до сих пор уделялось недостаточное внимание. Авторы отразили свои взгляды на эту проблему.

Появлению монографии способствовала ответственность авторов в деле значительного усовершенствования прострелочно-взрывной аппаратуры, ее специализации с учетом научно-обоснованных данных о геолого-технических условиях проведения работ, базирующихся на процессах и факторах изменений в системе “скважина-пласт”.

В настоящее время официально признанным является мнение, согласно которому вопросы технико-методического обеспечения вторичного вскрытия можно решить, не изучая объекты, а лишь создавая перфораторы всех необходимых типоразмеров для различных конструкций скважин. Если бы это мнение и научные результаты совпадали, то можно считать, что развитие направлений, касающихся создания прострелочно-взрывной аппаратуры, идет крайне медленно. Между тем, наряду с разработкой технических средств совершенствуются методы вскрытия пластов и испытаний скважин, ведутся исследования их эффективности в различных геологических условиях. Они свидетельствуют, что только при серьезном изучении этих условий и их изменений под воздействием стреляющих перфораторов можно создать такие аппаратурно-методические комплексы, которые позволяют производить наиболее рациональное вскрытие. Здесь для исследователей усматривается широкое поле деятельности.

По мнению авторов, значительное влияние на дебиты нефти и газа оказывают геолого-технические условия и качество вскрытия пластов-коллекторов, что не противоречит официальной точке зрения, а является лишь следствием развития знаний, проведения системных исследований. Это подтверждается данными факторного анализа условий вскрытия и их результатов, которые показали, что эффективность вскрытия пластов перфорацией определяется на 84% геологическими условиями. Таким образом, рациональный комплекс методов, технических средств вскрытия, способов интенсификации притоков можно создать на основе изучения объектов вскрытия и их реакции на воздействие стреляющих перфораторов.

Главная идея работы – установить закономерности изменения свойств коллекторов не только под влиянием предшествующего развития, раздробленности фундамента, условий седиментации в бассейне, скорости осадконакопления и погружения, но и под воздействием техногенных процессов при вскрытии пластов бурением, перфорацией и при их опробовании.

В отличие от предыдущих исследований коллекторов ЗСНГБ, при которых подробно изучалось поровое пространство, связь свойств коллекторов с гранулометрическими, геофизическими характеристиками, минеральными преобразованиями, в данной работе анализируется зависимость параметров коллекторов, их продуктивности и эффективности вскрытия от изменений динамических факторов как в историческом развитии ЗСНГБ, так и в процессе заканчивания скважин. Основное внимание уделено воздействию температур, давлений, скорости процессов, происходящих в недрах Земли и протекающих в условиях “скважина-пласт”. Выполненный в работе анализ дал возможность развить представления о глубинной зональности, зонах разуплотнения, явлениях и механизмах, которые представляют общую основу всех изменений коллекторов. Полученные результаты позволили подойти к вопросам научно обоснованного регулирования изменений коллекторов при вскрытии, испытаниях и разработке залежей нефти и газа.

В основу работы положен огромный материал, накопленный авторами в результате более чем 30-летнего изучения коллекторов и залежей углеводородов. Рассмотрены данные о перфорации и испытаниях скважин, собранные при создании технологий и методик вторичного вскрытия пластов, интенсификации и вызова притоков, при обосновании, совершенствовании и реализации методов исследований в процессе бурения. Используются результаты, получен-



ные авторами при разработке и усовершенствовании методов и рекомендаций по оценке эффективности и прогнозу вскрытия и испытаний, при комплексировании методов: вскрытия коллекторов открытым стволом и закрепленной трубами скважиной, геофизических и гидродинамических исследований. Выполнены уникальные экспериментальные исследования по воздействию взрыва, влиянию изменения температур и давлений на породы-коллекторы. Проведены опытные работы на нескольких десятках месторождений. Изучены 10 типов разрезов, данные по более 1500 скважинам, 56 месторождениям, 600 диаграмм геофизических исследований скважин, 10000 анализов коллекторских свойств пород, их температура, давления, флюидонасыщенность в пластовых условиях. По разработанным комплексам методов исследовано более 50 разрезов скважин Западной Сибири, проанализировано 3000 шлифов, 350 сколов под растровым электронным микроскопом, 1200 спектральных анализов, 120 замеров отражательной способности витринита и более 2500 результатов гидродинамических исследований скважин. Используются данные коллективов геологов и геофизиков, изучавших строение и нефтегазоносность Западной Сибири.

Большое внимание в работе уделено гидродинамической связи пласта-коллектора со скважиной и техногенным преобразованиям фильтрационно-емкостных свойств нефтегазовых пластов в окрестности скважин. Обобщен огромный фактический материал по заканчиванию скважин с использованием стреляющих перфораторов для вторичного вскрытия. Рассмотрена методология вскрытия пластов стреляющими перфораторами, которая широко применяется в разведочных и эксплуатационных скважинах для создания эффективной гидродинамической связи внутрискважинного пространства с пластом.

Раздел "Процессы, сопутствующие перфорации", написан совместно с З.Б.Стефанкевичем и Э.А.Скворцовой.

Большая часть отраженных в монографии исследований была выполнена на уникальных установках и стендах, созданных в институте ВНИПИ взрывгеофизика при научно-организационной поддержке его основателя и первого директора профессора Н.Г.Григоряна, светлой памяти которого посвящается эта монография.

Авторы выражают благодарность В.Н.Кончакову, А.А.Матвеевскому и В.В.Захаревичу, которые внесли свой вклад в совместные исследования методов вскрытия и испытаний пластов.

# Часть 1. КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

## Глава 1. СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТИ И ГАЗА

---

*Рассмотрена история взглядов на исследование коллекторов, обоснована необходимость литофлюидодинамического подхода к их изучению, приведены основные понятия, использованные в работе.*

### 1.1 Состояние изученности

В развитии представлений о коллекторах нефти и газа, которые являются объектами вскрытия, по времени возникновения, уровню и преобладающим направлениям исследований можно выделить четыре этапа.

*Первый этап* – структурно-эмпирический, развивался до 30-х годов нынешнего столетия. Он характеризуется появлением понятия коллекторов и созданием методов определения их пористости и проницаемости. Первые успехи в исследовании коллекторов были связаны с именами А.Д.Архангельского, В.И.Вернадского, И.М.Губкина, М.Ф.Мирчинка, И.Н.Стрижова, А.Е.Ферсмана, В.Н.Щелкачева и других.

Проведение отдельных крупных исследований нефтяных месторождений привело к установлению связи скоплений нефти с терригенными пластами-коллекторами, содержащими флюиды и способными отдавать их при эксплуатации. Отождествление коллекторов с геологическими телами, обладающими спецификой состава и определенным положением в разрезе, позволило оценить величину запасов ряда месторождений. В 1888 и 1892 гг. А.И.Коншин подсчитал запасы нефти на Крымском и Ильском месторождениях Кубано-Черноморского нефтяного района, а в 1905 г. И.Н.Стрижов – в Грозненском нефтяном районе. Эти успехи нефтяной геологии (наряду с бурным развитием стратиграфии, литологии и петрографии) предопределили вещественно-структурное направление изучения коллекторов на следующих этапах.



*Второй этап* – структурно-генетический, оформился во второй трети XX в. Он ознаменовался развитием представлений о нефтегазоносных бассейнах, выполняющих их природных резервуарах и литостратиграфических комплексах, различающихся соотношением коллекторов и покрышек (И.О.Брод, И.М.Губкин и др.). На этом этапе особое внимание уделялось изучению структуры порового пространства коллекторов, выявлению связи между литологическими параметрами и коллекторскими свойствами, разработке эмпирических и факторных классификаций, исследованию литофациальной обстановки, выявлению изменений коллекторов в различных гипсометрических и структурных условиях.

В этот период К.Р.Чепиков установил увеличение пористости в карбонатных породах за счет растворения кальцита. Немного позднее исследователи отметили в песчаниках Куйбышевского Заволжья и в мезозойских песчано-алевритовых породах Западной Сибири случаи растворения цементирующих минералов: сульфатов и доломитов. Этот процесс способствовал образованию вторичных пустотных пространств и увеличению емкости пород на глубинах 2,0-2,3 км. Это значит, что было открыто явление разуплотнения коллекторов при погружении их на глубины, но этот факт не привлек внимания исследователей. Масштабы разуплотнения в процессе погружения и литификации пород изучены не были, и общей закономерностью, свойственной любым нефтегазоносным бассейнам, считалось ухудшение качества коллекторов с увеличением глубины их залегания.

Большую роль в развитии учения о коллекторах сыграли А.А.Бакиров, Д.Барст, В.М.Добрынин, И.А.Конюхов, С.Г.Комаров, А.В.Копелиович, Ф.И.Котяхов, Н.Н.Сохранов, Ф.А.Требин, А.А.Трофимук, К.Р.Чепиков, А.А.Ханин и многие другие исследователи. Основы динамического подхода к формированию коллекторов, как и осадков вообще, заложены в работах В.П.Батурина, Н.М.Страхова, Л.В.Пустовалова, Г.И.Теодоровича, В.Е.Хаина и др.

*Третий этап* – историко-генетических исследований, охватывает конец 60-х – 80-е годы. Он отличается тем, что при решении проблемы коллекторов стали использовать появившееся учение о стадийности нефтегазообразования и представления о его главной фазе, которые основаны на принципе историзма и понятии о времени. Проведены исследования обстановок седиментации, цикличности образования осадков (А.Буш, М.Бруссард, А.Н.Дмитриевский, Ю.П.Казанский, Ю.М.Карагодин, Р.К.Селли, П.Л.Тимофеев и др.).

Началось бурное развитие представлений о стадийности минеральных преобразований (Н.Б.Вассоевич, А.Г.Коссовская, И.В.Хворова, В.Г.Шутов и др.). Обращено внимание на зональность коллекторов, на выделение участков относительного повышения и сохранения их свойств в связи с прогнозом нефтегазоносности больших глубин (К.И.Багринцева, А.М.Блох, Е.Г.Бро, Ю.К.Бурлин, Р.Д.Джеваншир, Г.М.Доленко, Г.И.Дикенштейн, М.К.Калинко, В.Г.Кузнецов, Б.А.Лебедев, Н.В.Лопатин, Н.А.Минский, В.Д.Наливкин, Г.Н.Пероziо, Г.Э.Прозорович, Б.К.Прошляков, С.С.Савкевич, В.В.Семенович, Б.А.Соколов, С.А.Ушаков, В.А.Ханин, В.Н.Холодов и др.).

В этот период наибольшую известность получили два разных представления на характер изменения свойств коллекторов с глубиной. Исследователи, опиравшиеся на изучение литологии, связывают изменение свойств с минеральной зональностью, которая отражает неравномерность процессов, протекавших в недрах. Геофизики на основе интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) развивали идею о равномерном снижении свойств коллекторов с глубиной. Несмотря на многочисленные сведения о явлениях повышения пористости и проницаемости, равномерное уплотнение пород с глубиной считается закономерным процессом, появление в глубоких горизонтах промышленных скоплений углеводородов признано аномалией, обусловленной замедлением уплотнения пород и образованием пустотного пространства (О.А.Черников, В.М.Добрынин, Б.А.Лебедев и др.).

Большой интерес вызвали проблемы исследования аномально-высоких пластовых (АВПД) и поровых (АВПоД) давлений, моделирование уплотнения пород и его связи со свойствами коллекторов (Г.М.Авчян, Б.М.Александров, Д.Бишоп, Д.Бридехофт, Л.А.Буряковский, Д.Дикинсон, В.М.Добрынин, А.М.Дурмишьян, Н.А.Еременко, В.А.Зильберман, В.Иллинг, Н.А.Кунин, В.Леворсен, Е.Магара, С.Г.Неручев, М.Пауэрс, У.Руби, Б.А.Тхостов, У.Фертль, А.Хабберт, Д.Хеньшоу и др.). Связь давлений и уплотнения пород со свойствами коллекторов до сих пор оценивается исследователями неоднозначно. Мало внимания уделяется и вещественным различиям пород-коллекторов в зонах АВПД различного генезиса.

Проводились исследования влияния температуры на коллекторские свойства пород. Большинство исследователей пришло к выводу, что при термическом расширении или сжатии пород непосредственного изменения пористости не происходит. Косвенное влияние

температуры на пористость обусловлено повышением скорости химических реакций и изменением геотермической напряженности (Н.А.Минский, О.А.Черников, Б.А.Лебедев и др.).

На этом этапе началось широкое изучение коллекторов нефти и газа на месторождениях Западной Сибири. Появился ряд обобщающих трудов где свойства коллекторов освещались при оценке нефтегазоносности региона. Исследования были проведены Ф.Г.Гурари, Н.П.Запываловым, А.Э.Конторовичем, Н.А.Крыловым, С.Г.Неручевым, И.И.Нестеровым, Н.Н.Ростовцевым, М.Я.Рудкевичем, Ф.К.Салмановым, А.А.Трофимуком, Ф.З.Хафизовым, В.И.Шпильманом и др. Значительный вклад в изучение коллекторов, разработку методов определения их параметров, выявление связей с геофизическими характеристиками и с результатами испытаний для подсчета запасов внесли В.Х.Ахияров, Н.А.Ирбе, Р.И.Медведский, О.М.Нелепченко, Л.Г.Петросян, А.В.Ручкин, В.В.Семенович, А.И.Туезова, А.А.Шишигин, В.К.Федорцов, Г.С.Ясович, Г.Г.Яценко и др. Вопросами прогнозирования коллекторов на основе связи их свойств с литофациальными особенностями, проблемами преобразования пород и органического вещества занимались А.Н.Гусева, Т.И.Гурова, Т.В.Дорофеева, Г.П.Евсеев, М.С.Зонн, Ю.М.Зубков, Т.Т.Клубова, Л.П.Колгина, В.М.Корж, А.К.Мальцева, О.М.Мкртчян, В.С.Муромцев, А.Г.Мухер, Г.П.Мясникова, В.Д.Наливкин, А.Л.Наумов, Т.М.Онищук, Г.Э.Прозорович, Е.А.Рогозина, Р.С.Сахибгареев, М.Л.Сургучев, Б.В.Топычканов, И.Н.Ушатинский, О.А.Черников, Л.С.Чернова, В.Б.Чистяков, Ю.М.Щепеткин.

В целом на третьем этапе достигнуты большие успехи в вещественно-структурном изучении коллекторов. Установлена тенденция равномерного ухудшения их свойств с глубиной. Показано, что зоны относительного повышения свойств коллекторов с глубиной реально существуют в земных недрах. Их появление считалось аномалией. Отмечена важная роль термобарических факторов, но не установлено, влияют ли они непосредственно на породы. Несмотря на то, что понятие коллекторов в качестве составной части включает и флюиды, они обычно рассматривались не комплексно, а отдельно. Это сдерживало развитие проблемы коллекторов, дальнейшую разработку вопросов их зональности, выяснение явлений разуплотнения и усовершенствование методов прогноза.

*Четвертый этап* – флюидодинамических исследований, формируется с конца 80-х годов. Он характеризуется системным подходом к изучению коллекторов с применением моделирования на основе



использования ЭВМ. Появилась концепция многократного возникновения коллекторов (Б.А.Соколов), которая вопреки распространенным представлениям о равномерном снижении их свойств с глубиной позволяет признать существование глубинных зон и зон разуплотнения коллекторов на больших глубинах закономерным явлением. Она подтверждена и развита в работах О.К.Баженовой, Ю.К.Бурлина, В.С.Замахаева, Е.Е.Карньюшиной, Г.Н.Леоненко, М.Монзера, Р.С.Сахибгареева и др., и все же до сих пор многие исследователи считают равномерное снижение свойств коллекторов с глубиной закономерным явлением.

Большую роль в развитии динамических представлений о коллекторах сыграло изучение процессов техногенных изменений коллекторских свойств пород в процессе бурения, вскрытия и опробования пластов. Результаты обстоятельных теоретических, экспериментальных стендовых и промысловых исследований изложены в работах В.А.Амiana, П.А.Бродского, Н.П.Васильевой, И.Н.Гайворонского, Т.Д.Голд-Рахта, Н.Г.Григоряна, С.Ю.Жуховицкого, В.С.Замахаева, Л.В.Лютина, Н.Н.Михайлова, Л.Г.Петросяна, П.А.Ребиндера, С.В.Сафронова, Н.М.Свихнушина, З.Б.Стефанкевича, В.К.Федорцова, А.И.Фионова, В.И.Щурова, О.А.Черникова, Г.Г.Яценко и др.

Было показано, что свойства коллекторов могут изменяться при проникновении в коллектор жидкой фазы бурового раствора и кольматации его пор твердой фазой. Проницаемость при этом снижается в 10 раз и более. Частицы проникают в коллектор за счет разницы давлений в скважине и в пласте. Большое значение в изменении коллекторских свойств имеет возрастание или снижение объема пород в результате адсорбционных процессов при увеличении температуры, которые ведут к уплотнению или разрыхлению пород. Это явление получило название дилатансии (дилатации, по Н.Г.Григоряну). До сих пор не был решен вопрос о природе дилатансии, о критической плотности и пористости породы, при которой дилатансия меняет знак. Несмотря на огромную важность всех эффектов, особенно дилатансии, для понимания коллекторов как изменяющихся динамических систем, им до сих пор не уделяется должного внимания.

Положения, касающиеся изменения качества и перераспределения функций коллекторов и флюидоупоров, подтверждены экспериментально (Голд-Рафт, Хандин и др.). Результаты исследований показали, что с увеличением сжатия и температуры и уменьшением скорости деформации пород происходит снижение их прочности и

увеличение пластичности. При превышении температуры над давлением увеличивается пластичность, при превышении давления – хрупкость. Это значит, что при прочих равных условиях относительное увеличение температуры приводит к возрастанию пластичности и емкости пород, давления – к увеличению способности к растрескиванию и проницаемости. Скорость этих воздействий обусловлена механизмом деформации, температурой и давлением и неодинакова в различных породах. При одних и тех же градиентах температур и давлений наибольшее количество трещин наблюдается у кварцитов, затем у песчаников и аргиллитов, а наименьшее – у содержащих карбонаты пород, которые на больших глубинах становятся наиболее пластичными. С этим связано повышение с глубиной качества флюидопоров у известково-глинистых и алевролитистых пластов и свойств коллекторов у глинистых слоев. Резкое снижение напряжений в породах происходит при образовании разломов и трещин с увеличением температуры до 100°C и более. Приведенные данные, свидетельствующие об изменении свойств пород под воздействием динамических факторов, пока не получили заметного развития. Между тем аналогичные процессы широко проявляются при вскрытии и опробовании коллекторов.

Исследованиям изменений коллекторов под влиянием динамических факторов как в истории Земли, так и при смене условий их вскрытия и испытаний посвящена данная работа.

Изучением коллекторских толщ Западно-Сибирского бассейна занимался обширный коллектив геологов. Фундаментальные работы, на которые авторы опирались при проведении данного исследования, выполнены Ч.Б.Борукаевым, В.С.Бочкаревым, А.Э.Конторовичем, И.И.Нестеровым, Н.Н.Ростовцевым, Ф.К.Салмановым, В.В.Семеновичем, В.С.Сурковым, А.А.Трофимуком. В решении отдельных вопросов, связанных с закономерностями изменения качества коллекторов, авторы использовали труды В.Х.Ахиярова, В.С.Бочкарева, Л.Ш.Гиршгорна, Ф.Г.Гурари, А.Н.Гусевой, Т.В.Дорофеевой, Н.П.Запивалова, Н.А.Ирбэ, Е.Е.Карньюшиной, Т.Т.Клубовой, В.Н.Кончакова, А.Р.Курчикова, Б.А.Лебедева, Г.Н.Леоненко, Р.И.Медвецкого, А.Г.Мухер, А.И.Муромцева, Г.П.Мясниковой, В.Д.Наливкина, А.Л.Наумова, С.Г.Неручева, Т.М.Онищука, Г.Н.Перолио, Г.Э.Прозоровича, М.Я.Рудкевича, Р.С.Сахибгареева, А.И.Сидоренкова, Б.А.Соколова, А.П.Соколовского, Б.В.Топычканова, А.И.Туезовой, И.Н.Ушатинского, В.Е.Хаина, Ф.З.Хафизова, Л.С.Черновой, В.Б.Чистякова, О.А.Черникова, Ю.М.Ще-

петкина, А.А.Шишигина, И.В.Шпильмана, Г.С.Ясовича и других исследователей.

Таким образом, состояние представлений о коллекторах нефти и газа изменялось по мере расширения масштабов геолого-разведочных работ и увеличения максимальных глубин бурения. Обстоятельно изучена связь коллекторских свойств с литофациальной, тектонической и сопутствующей ей геоморфологической обстановкой. Установлена зависимость коллекторских характеристик от условий преобразований коллекторов при погружении. Однако коллектору чаще отводится роль каркаса, в котором циркулируют флюиды. Процессы взаимодействия пород и флюидов, в том числе при техногенных воздействиях, их механизмы и масштабы до сих пор освещались недостаточно. Важное значение для прогноза месторождений нефти и газа имеет появление концепции о многократном формировании коллекторов, которая вопреки более распространенному представлению о равномерном ухудшении их свойств с погружением позволяет признать существование коллекторов и скоплений нефти и газа на больших глубинах закономерным явлением, свойственным земным недрам. Большое внимание уделяется влиянию динамических факторов: температуры, давления и связанных с ними тектонических процессов, воздействие которых оценивается исследователями неоднозначно.

Приходится признать, что проблема коллекторов, несмотря на их всестороннюю изученность, требует переосмысления с позиций современного флюидодинамического этапа, так как именно флюидодинамические критерии характеризуют само понятие *коллектор*. Необходимо дальнейшее изучение степени влияния динамических факторов на изменение коллекторов Западной Сибири, а также определение вещественно-структурного выражения этого влияния.

Необходимо выяснить связь динамики формирования коллекторов Западно-Сибирского бассейна со строением его фундамента, с тектонической, геоморфологической обстановкой, с историко-геологическими, гидрогеологическими, геохимическими факторами и постседиментационными процессами и на основе системного подхода и моделирования определить оптимальные условия формирования и изменения качества нефтегазосодержащих терригенных коллекторов.

Важное значение для практического использования при разведке и разработке залежей имеют масштабы техногенных изменений

коллекторов, процессы и механизмы их преобразований при вскрытии бурением и перфорацией и вызове притока.

Ответы на поставленные вопросы нашли отражение в данной работе.

\* \* \*

Коллекторы нефти и газа терригенных отложений платформ представляют породы, вмещающие флюиды (газ, нефть, воду) и отдающие их при заданном перепаде давлений в системах “скважина-пласт”. Неколлекторы отличаются отсутствием флюидной и динамической составляющих. Они либо не содержат подвижных пластовых флюидов, либо при заданном перепаде давлений (депрессии) флюиды не могут быть извлечены из них. Фильтрационно-емкостные свойства пород, при которых исчезает подвижность пластовых флюидов при наличии необходимого перепада давлений, являются нижними граничными значениями коллекторов, определяющими границу “коллектор-неколлектор” или нижний предел коллектора.

Одним из основных свойств, характеризующих динамику коллекторов, является *проницаемость*. Ее разделяют на абсолютную, эффективную (фазовую) и относительную. Абсолютной (физической) считается проницаемость пористой среды для однородной жидкости или газа при отсутствии физико-химического взаимодействия их с пористой средой и при условии полного заполнения пор среды жидкостью или газом. К эффективной относится проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном присутствии в порах другой фазы – жидкой или газообразной. Относительная проницаемость равна отношению эффективной проницаемости к абсолютной однофазовой. Она характеризует коллектор при наличии в его пористой среде нескольких несмешивающихся между собой флюидов с относительной независимостью их движения.

Величинами проницаемости определяются абсолютный и кондиционный нижние пределы коллектора. Абсолютный нижний предел характеризует свойства породы, при которых еще возможна фильтрация однородного флюида. Относительный нижний предел отражает нижнее значение фазовой проницаемости нефти. Он отличается от кондиционного нижнего предела, который определяет экономическую целесообразность разработки месторождения, и регламентируется минимальным рентабельным дебитом. Кондиционный нижний предел служит для разделения промышленно- и непромыш-

ленно-продуктивных коллекторов. В качестве необходимой общей характеристики коллекторов может быть принята абсолютная проницаемость, наиболее отражающая их динамику.

Другим важным свойством коллекторов является *пористость*, или объем полостей, не заполненных твердым веществом. Пористость, выражаемая в процентах, разделяется на полную, открытую и эффективную. Полная пористость представляет отношение суммарного объема пор к объему породы; открытая – отношение суммарного объема сообщающихся пор к объему образца породы; эффективная – отношение объема проточных пор породы, через которые возможно движение флюидов, к ее объему, или разность между открытой пористостью и объемом остаточной воды. Открытая и эффективная пористости являются необходимыми динамическими составляющими емкости коллекторов, насыщенных углеводородными флюидами.

В природных условиях телом, отдающим флюид, является пласт-коллектор, или геологическое тело плоской формы, мощность которого во много раз меньше его протяженности, ограниченное поверхностями напластований и характеризующееся однородным составом. Надо отметить, что границы пластов-коллекторов лишь в отдельных случаях (обычно на малых глубинах) совпадают с литологическими. Появление сквозных трещин изменяет форму этих объектов вскрытия. Разделы между пластами становятся прозрачными. Такие границы характерны, например, для “рябчика” Самотлора и меловых толщ Лянторского месторождения.

По особенностям строения пласты-коллекторы терригенных песчано-алевритовых пород делятся на *литологически однородные* и *неоднородные*, или сложнопостроенные. В соответствии с масштабами исследований выделяются макронеоднородность, определяющая изменение состава и структуры продуктивного пласта в целом, и микронеоднородность, отражающая изменение состава, структуры и свойств пород, слагающих продуктивный пласт (О.А.Черников, 1983). Макронеоднородность, как правило, сопровождается микронеоднородностью, которая усиливает влияние неоднородности в целом на коллекторские свойства пород.

Неоднородность пласта оказывает большое влияние на его коллекторские свойства, однако методы ее учета несовершенны, и это является одной из важных причин расхождения фактических и проектных показателей вскрытия и разработки месторождений (Ю.В.Жел-



тов и А.В.Кузнецов). Так, на Ромашкинском месторождении фактические показатели оказались значительно ниже расчетных.

Наиболее часто применяемые способы учета неоднородности терригенных пластов заключаются в определении их *коэффициентов песчанистости и литологических коэффициентов* (Г.Ф.Требин). Коэффициент песчанистости представляет отношение толщины песчаников к общей толщине пород и отождествляется с отношением эффективной и общей толщин пластов, а литологический ( $K_L$ ) – отношение эффективной толщины пласта к толщине прослоев неколлекторов. При этом эффективной толщиной ( $h_{эф}$ ) пласта-коллектора называют суммарную толщину всех прослоев пластов, характеризующихся признаками коллекторов, т.е.

$$h_{эф} = h_{nl} - h_{нк},$$

где  $h_{nl}$  – общая толщина пласта,  $h_{нк}$  – суммарная толщина прослоев неколлекторов в пласте.

Породы с неопределенной характеристикой (возможно, коллектор) в эффективную толщину коллекторов не включаются. Минимальная эффективная толщина прослоев коллекторов, выделяемая по данным ГИС, равна 0,4 м. В однородных пластах-коллекторах  $K_L > 2$ . На примере Предкавказья подсчитано, что нефтеносные породы характеризуются в среднем  $K_L$ , равным 0,59-1,37. При  $K_L > 1,37$  коллекторы чаще насыщены водой, при  $K_L < 0,59$  они нефтеносны, но разработка этих залежей нерентабельна в связи с низкими коллекторскими свойствами пород.

Однородные пласты с высокими коллекторскими характеристиками содержат нефть, если их толщина не превышает 7-10 м в 50% случаев, а до 20 м – в 25% случаев. Пласты толщиной более 20 м, как правило, насыщены водой, нефть в таких условиях не сохраняется.

Надежные покрышки, способные удержать газовые залежи высотой 10 м, должны иметь толщину от 2-3 до 18-20 м, высотой 50 м – 10-12 м; 100 м – до 25-80 м (Сверчков, 1958). Жидкие углеводороды (УВ) обладают в три раза меньшей силой прорыва пласта, соответственно может быть сокращена толщина надежных покрышек. В противном случае пласты имеют гидродинамическую связь, что следует учитывать при построении моделей и в практической работе.

Таким образом, в качестве важных характеристик литофлюидодинамических систем коллекторов, наиболее полно отражающих их динамические аспекты, рассматриваются эффективная и открытая пористость (сокращенно – пористость) и абсолютная проницае-

мость (сокращенно – проницаемость), а также корректирующая эти параметры литологическая неоднородность пластов.

## **1.2. Геолого-методические основы вскрытия, опробования коллекторов, оценка их эффективности**

Под рациональным вскрытием коллекторов понимают такой набор стандартных технических приемов, который обеспечивает в различных геологических условиях наиболее полное использование энергетических ресурсов залежей путем воздействия на факторы, препятствующие движению флюидов к забою при сохранении конструкции скважин.

В начале XX в. вскрытие пластов в закрепленных обсадными колоннами скважинах производили в нашей стране сверлильными аппаратами, в США – дыроколами, приводившимися в действие с земной поверхности. Это были сложные и малопроизводительные операции, которые выполнялись на малых глубинах. Чаще обсадные колонны оборудовались фильтром, что исключало возможность цементирования скважины. Вскрытие пластов путем простреливания обсадных колонн и стенок скважин началось в 30-х годах XX в. Для дальнейшего повышения эффективности вскрытия продуктивных пластов в начале 40-х годов в нашей стране Ю.А.Колодяжным, а в США О.Дэвисом, Е.Берроузом (фирма “Дюпон де Немур”) были предложены стреляющие перфораторы на основе использования кумулятивного эффекта взрыва.

В настоящее время перфорация позволяет вскрывать пласты при температурах и давлениях, существующих в скважинах, при многоколонной конструкции скважин, в малых проходных сечениях, в аварийных ситуациях, без глушения работающих интервалов с сохранением целостности конструкции скважины. Для создания гидродинамической связи между пластом и скважиной путем их простреливания, просверливания или протыкания образуется сеть каналов определенной геометрической формы и заданной плотности отверстий на метр глубины. Принятая технология обеспечивает совмещение вскрытия с вызовом притока и с физико-химическим воздействием на пласт.

Вопросами создания и совершенствования методики и технологии вскрытия пластов занимались А.В.Аммян, И.Н.Гайворонский, Н.Г.Григорян, В.С.Замахаяев, Г.Н.Леоненко, Г.Г.Овнатанов,

Л.Г.Петросян, В.К.Федорцов, В.И.Щуров и другие исследователи. Они освещали вопросы, касающиеся решения задач вскрытия пластов на депрессии, выбора оптимального количества перфорационных отверстий для высокопроницаемых пластов, определения пропускной способности образованных каналов, а также ряд других вопросов вскрытия объектов. При проектировании комплексов вскрытия и испытаний учитываются геологические условия, однако учет их сводится в основном к выбору технологической схемы, оправдавшей себя ранее при вскрытии пластов, сходных, по мнению проектантов, со вскрываемыми.

Теоретические основы вторичного вскрытия геологически обоснованы слабо. Одна из тенденций базируется на статистическом анализе без разделения выборок по геологическим условиям вскрытия и поэтому имеет ограниченную область применения. Другая основана на разделении объектов по геофизическим признакам и не всегда отражает условия применения различных технологий вскрытия. Зачастую обоснование методики и технологии вскрытия пластов, в связи с геолого-техническими условиями, сводится к решению частных вопросов, связанных с представлениями об ухудшении характеристик околоствольной зоны скважины (например, предотвращение набухания монтмориллонита, ликвидация явлений кольятации и т.п.).

Рассматривая вскрытие как серию процессов, возникающих в земной коре при взаимодействии технических средств, применяемых при бурении скважин, с вскрываемыми участками залежей, можно представить его в виде взаимовлияния искусственных и естественных факторов. Среди искусственных факторов важную роль играют изменение температуры, соотношение гидростатических и пластовых давлений в скважине, способ воздействия технических средств вскрытия перфорацией, качество цементирования, характеристика промывочной жидкости, время воздействия ее на пласт и т.п. Среди естественных выделяются факторы, связанные с особенностями строения залежей и зон развития коллекторов. Они обусловлены вещественным составом, свойствами коллекторов и покрышек, слагающих залежи и зоны, а также динамическими характеристиками: пластовыми температурами и давлениями, отражающими режим залежей и зон. Особое значение для вскрытия имеет выделение глубинных зон коллекторов и участков разуплотнения различного генезиса. Отмеченные условия составляют основу создания гидродинамической связи пласта и скважины и определяют резуль-

таты взаимодействия термодинамических факторов и свойств пород, пластов и зон коллекторов с техническими условиями при бурении и перфорации.

Значительное развитие геолого-методические основы вскрытия получили в связи с выделением основных задач бурения, перфорации, испытаний и исследований, им сопутствующих. Решение задач определяется геологической обстановкой и требует различных технических условий в скважине.

Общей задачей геолого-разведочного бурения является изучение геологического разреза и выявление перспективных на нефть и газ интервалов.

Комплекс ГИС в открытом стволе предназначен для изучения геологического разреза, выделения пластов-коллекторов, определения их параметров, прогнозной оценки характера насыщения, оценки состояния режима бурения и системы скважина-пласт, контроля режима бурения.

Комплекс гидродинамических исследований и ГИС применяется для решения целого ряда задач. К ним относятся:

- выделение или подтверждение наличия коллекторов по притоку флюида при испытании и оценка их фильтрационных и емкостных свойств;

- определение характера насыщенности пластов-коллекторов и свойств пластовых флюидов при отборе проб по их составу и диаграммам давления, регистрируемым при испытании и опробовании;

- выявление изменения состояния пластового флюида в стволе скважины и в призабойной зоне пласта;

- измерение пластового давления, гидростатического давления столба промывочной жидкости, построение профилей давлений, диаграмм их изменения по вертикали;

- выявление гидродинамических свойств пласта и скважины;

- определение или подтверждение положения межфлюидальных контактов в пласте;

- уточнение характера изменения параметров промывочной жидкости по стволу скважины путем отбора и анализа проб;

- локализация интервалов притоков.

Ряд перечисленных задач (например, измерение пластового давления, определение фильтрационных свойств) решается методами гидродинамического каротажа (ГДК), опробования пластов на кабеле (ОПК) и испытаний в колонне.

Результаты ГИС и опробования являются информационной основой для выбора способа и технологии вскрытия и испытаний в колонне, прогнозирования гидродинамической связи в системе “скважина-пласт” и потенциального дебита, установления корреляционных зависимостей между геофизическими и гидродинамическими характеристиками, выявления критериев определения эффективных мощностей пластов-коллекторов, обоснования технологии вторичного вскрытия и испытаний с исключением ненужных операций.

Важнейшими задачами вскрытия пластов перфорацией и испытаний в колонне является создание и выявление гидродинамической связи в системе “скважина-пласт”, установление критериев коллектор-неколлектор, определение потенциальной и удельной продуктивности и гидродинамических характеристик, состава и свойств пластового флюида, положения межфлюидальных контактов.

Основные методические принципы решения этих задач предусматривают:

- раздельную перфорацию и испытание близких участков разреза – при установлении гидродинамической связи и выявлении характеристик пластов и добычных возможностей скважины;

- создание высокой плотности перфорации, проведение масштабных очистных операций – при определении критериев коллектор-неколлектор;

- применение щадящих методов – при определении состава и характеристик пластовых флюидов;

- совместное опробование пластов с увеличением интервалов перфорации вниз по разрезу – при определении положения межфлюидальных контактов.

Серьезными задачами геофизических исследований при испытании в колонне являются: установление истинного положения интервалов перфорации и притока пластового флюида, истинного насыщения флюидом вскрытого интервала, выявление возможности заколонной циркуляции из-за негерметичности колонны, определение перетока пластового флюида из соседних интервалов. При наличии многокомпонентных флюидов, когда установлено отсутствие подтоков из других интервалов, появляется необходимость в уточненной оценке насыщения пласта флюидом, контроля методов интенсификации, например соляно-кислотных обработок.

Анализ приведенного перечня задач показывает, что общая направленность процесса исследований при вскрытии и опробовании коллекторов заключается в конкретизации задач и подборе спосо-



бов более обоснованного подхода к достижению основных целей геолого-разведочного бурения отдельными методами рассмотренных комплексов. Главные задачи сводятся к выделению пластов-коллекторов, оценке их параметров и насыщения флюидом, получению продукта, определению его состава и потенциального дебита. Полученные данные составляют базу для установления размеров открытой залежи и выявления особенностей ее строения на стадии оценки месторождений.

Из анализа задач следует, что грамотное комплексирование методов вскрытия, исследования и опробования коллекторов, создание единой методологии исследований позволит в конкретных условиях оптимизировать этот процесс, исключить ненужные операции или их повторение и на этой основе подойти к регулированию изменений коллекторов, воздействуя на процессы, происходящие в пластах.

Решение каждой из отмеченных геологических задач требует применения определенной технологии вскрытия, предъявления разного уровня требований к скважинам.

Так, цель задачи определения удельной продуктивности – получение притока, достаточного по величине и устойчивости для проведения гидродинамических исследований. При изучении нефтяных месторождений данным требованиям удовлетворяют фонтанные притоки. В этом случае перфорацию следует проводить мощными перфораторами. Надо предусматривать возможность последующего гидроразрыва пласта. Поэтому скважину необходимо крепить обсадной колонной повышенной прочности. Требуется также высокое качество цементирования не только в интервале перфорации, но и до устья скважины. Вскрытие необходимо сопровождать применением методов массивного гидроразрыва, особенно в глубоких горизонтах; интенсификацию притоков производить путем использования пороховых генераторов давления бескорпусных (ПГДБК), соляно-кислотных обработок и других. Задача, связанная с выяснением состава пластовых флюидов, их свойств, наоборот, решается путем применения таких технологий вскрытия, при которых будет исключено получение двухфазного притока. При малой высоте залежей, близости межфлюидальных контактов применяются корпусные перфораторы типа ПК, ПКО, ПНКТ, в меньшей степени воздействующие на колонну, чем бескорпусные. Перспективным является опробование в открытом стволе, позволяющее получать качественную информацию при экономии обсадных труб.

Задача определения критерия коллектор-неколлектор требует использования технологий вскрытия на депрессии, сопровождаемых применением методов интенсификации с обязательным контролем испытаний. Вызов притока следует осуществлять при завершении релаксационных процессов в пласте, а значит, требуется увеличение продолжительности испытаний. Интерпретацию комплекса ГИС – методов нейтронного-нейтронного каротажа (ННК), гамма-гамма каротажа плотностного (ГГКП), гамма-каротажа (ГК) и других – необходимо производить отдельно для объектов с нормальным, слабым притоком и для неприточных, для которых следует определить подход к установлению граничных значений.

Задача определения межфлюидальных контактов: водонефтяных (ВНК), газонефтяных (ГНК) и газоводяных (ГВК) решается путем двух-, трехразового вскрытия интервалов перфорацией. В каждом из интервалов предполагается различное насыщение: верхний и нижний интервалы будут характеризоваться однофазными притоками, средний – смешанным. Задача решается наилучшим образом, если средний интервал будет иметь наименьшую толщину. Контроль методами ГИС позволяет установить наличие или отсутствие притоков флюида и способствует повышению надежности решения задачи.

Возможность выбора технологий вскрытия и комплексов исследования в настоящее время обеспечивается не только необходимостью решения геологических задач, но и наличием технических средств, например, соответствующих условиям в скважине типоразмеров перфораторов. Она зависит от разработанности технологий вскрытия на репрессии и депрессии, обеспеченности месторождения перфорационными жидкостями и средствами воздействия на пласт, организации работ.

Выбор технологии вскрытия определяется и конкретными геологическими условиями: расположением интервалов перфорации по отношению к кровле, подошве пластов, распространением и преобладающим направлением зон трещиноватости, флюидных контактов и др. Представляется важным применение щадящих методов перфорации при отказе от интенсификации и при уменьшении депрессионных воронок с целью вызова притока и определения состава и характеристик пластового флюида. Увеличение плотности перфорации, масштабные “очистные” операции, интенсификация, способствующая возбуждению пластов, предпочтительны при определении критерия коллектор-неколлектор. Сужение интервалов раздельного опробования при увеличении их числа, опробование сверху

вниз необходимы с целью определения положения межфлюидальных контактов. Обязательные раздельные испытания и исследования проницаемых пластов должны быть при решении вопроса о выборе объектов пробной эксплуатации и оценки добычных возможностей общего фильтра.

Эффективность прострелочно-взрывных работ определяется точностью и достоверностью получения необходимой информации и зависит от правильности выбора метода и технологии вскрытия, наличия и надежности технических средств, совершенства применяемой технологии и соотношения стоимости необходимой информации и затрат на ее получение. Эффективность вскрытия – это приспособленность системы к решению определенных задач в заданных условиях, и как терминологическое понятие отражает степень решения стоящей перед перфорацией задачи. Оценка эффективности вскрытия перфорацией производится по данным геофизических и гидродинамических исследований.

По результатам геофизических исследований производятся выявление фактического положения интервалов перфорации, установление факта создания перфорационных каналов и оценка состояния цементного камня и изоляционного моста после перфорации.

По данным гидродинамических исследований при оценке эффективности нефтенасыщенного коллектора главным является вопрос о кондиционном дебите, т.е. превышает или не превышает величина дебита некоторое значение, заданное заранее по технико-экономическим соображениям. Если при опробовании объекта получен дебит выше кондиционного, то это позволяет включить прилегающий к скважине участок в блок подсчета запасов по соответствующей категории и ввести данные о коллекторских свойствах пласта в данной точке в число подсчетных параметров.

Важным вопросом является эффективность обоснования потенциальной и удельной продуктивности, которое тесно связано с корреляцией данных опробования и результатов других видов исследования. На определение дебита и продуктивности влияют работающая мощность пласта, изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) вблизи стенок скважины и другие факторы. Поэтому оценка эффективности является многокритериальной. Каждый из признаков может использоваться в отдельности или совместно с остальными.

К числу показателей эффективности вскрытия относятся: величина погрешностей дебитов и продуктивности в зависимости от деп-

рессии; уровень доверия при заключении о кондиционности или некондиционности дебита; коэффициент гидродинамического совершенства, или уровень использования фильтрационных возможностей пласта; степень отклонения фильтрации от линейного закона; отношение “работающей” толщины пласта ко всей эффективной толщине; степень соответствия данных опробования результатам других видов исследований. Высокой оценке эффективности соответствуют: погрешности оценки дебита и продуктивности, близкие к нулю; уровень доверия при заключении о кондиционности дебита в пределах 0,95-0,99 и выше; коэффициент гидродинамического совершенства, близкий к единице; фильтрация флюидов, соответствующая линейному закону; отношение “работающей” толщины пласта к интервалу перфорации, близкое к единице.

Вскрытие может оказаться эффективным по одним показателям и неэффективным по другим. На погрешности дебитов и продуктивности влияют не только изменения фильтрационно-емкостных свойств пород вблизи стенок скважины, но и “работающая” мощность пласта, установление которой обусловлено необходимостью решения задач перфорации. На них оказывают воздействие отклонения от линейного закона фильтрации, которые в глубоких горизонтах, в юрско-меловых отложениях Западной Сибири свойственны более чем половине объектов. Возможными причинами этого являются преобладание на глубинах свыше 2 км порово-трещинных и трещинных коллекторов, широкое распространение уплотненных пород, в которых при вскрытии развивается дилатантная трещиноватость и интенсивно проявляются физико-химические явления, влияющие на величину притоков.

Из названных показателей наиболее известным в практике является коэффициент гидродинамического совершенства ( $K_c$ ), под которым понимают отношение фактического дебита скважины к дебиту той же скважины, но гидродинамически совершенной, т.е. имеющей открытую призабойную часть полностью вскрытого бурением пласта и естественную проницаемость, не измененную техногенными процессами.  $K_c$  теоретически, аналитически и экспериментально изучен обстоятельно (Н.Г. Григорян, И.Н. Гайворонский), методика его оценки основана на известной формуле Дюпюи, описывающей приток флюида к забою гидродинамически совершенной скважины. Эта формула справедлива для установившегося плоскорадиального притока несжимаемой однофазной жидкости в скважине, дренирующей открытым забоем однородный пласт по всей его толщине.

не. Она отражает логарифмическое распределение давления вокруг работающей скважины. Это означает, что наибольший перепад давления существует в той части пласта-коллектора, которая примыкает к забою скважины. Если приток флюида осуществляется в скважину радиусом 0,1 м из зоны, длина контура питания которой равна 300 м, то половина всего перепада давления тратится на продвижение флюида в зоне вокруг скважины радиусом всего 5,5 м. Это значит, что незначительное ухудшение проницаемости коллектора в околоствольной зоне приводит к существенному снижению дебита скважины, а воздействие на эту зону с целью увеличения проницаемости даже на небольшую глубину обеспечивает резкое возрастание дебита.

В прискважинной области пласта при его вскрытии в результате проникновения под действием репрессии в поры как твердых частиц бурового раствора, так и его фильтрата образуются глинистая корка и две концентрические зоны снижения проницаемости: зона кольтматации и зона проникновения. Иногда они разделяются более дробно (Н.Н.Михайлов). Эти зоны создают фильтрационные сопротивления потоку флюида в скважину, или скин-эффект.

Для оценки влияния глубины и степени загрязнения прискважинной области на добычные возможности скважин или для выявления эффективности вскрытия пластов используется следующая формула определения  $K_c$ :

$$K_c = \frac{Q_\phi}{Q_c} = \frac{\ln R_k / r_c}{\ln R_k / r_c + S},$$

где  $Q_\phi$  и  $Q_c$  – дебит скважины, соответственно несовершенной и совершенной по качеству вскрытия пласта бурением, м<sup>3</sup>/с;  $R_k$  – радиус контура питания скважины, м;  $r_c$  – радиус скважины по долоту, м;  $S$  – скин-эффект.

В этой формуле числитель характеризует величину фильтрационных сопротивлений в контуре питания скважины. При сетке расположения скважин на расстоянии 600 м и при радиусе скважин по долоту 0,1 м величина числителя равна 8. Значение же скин-эффекта может быть выше. Если проницаемость коллектора в зоне кольтматации глубиной 5 см ухудшена в 20 раз, то скважина будет работать на 51% от своих потенциальных возможностей, а если в 100 раз, то на 18%. Если при разбуривании продуктивного пласта быстро форми-



руется зона кольматации, то она препятствует снижению проницаемости коллектора за счет образования зоны фильтрации жидкой фазы промывочной жидкости в пласт и играет положительную роль. При эксплуатации скважины открытым забоем зона кольматации может существенно снизить дебит. При существующих способах перфорации образовавшиеся в результате выстрелов каналы рассекают эту зону и поэтому роль перфорации в повышении дебита скважины чаще всего является положительной.

Практически  $K_c$  определяется по результатам гидродинамических исследований, в которых фильтрационные сопротивления выражены через известные гидродинамические параметры-коэффициенты гидропроводности пласта и продуктивности скважин по формуле

$$K_c = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{\eta}{\varepsilon} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c},$$

где  $\eta$  – коэффициент продуктивности, который определяется при установившихся режимах работы, т.е. по индикаторной диаграмме;  $\varepsilon$  – коэффициент гидропроводности пласта, устанавливается по углу наклона прямолинейного участка кривой восстановления давления, построенной в полулогарифмических координатах  $\Delta p(t) - \ln t$ .

Из теоретических основ газогидродинамических исследований скважин следует, что  $\eta$  характеризует зону дренирования от контура питания до стенки скважины, а  $\varepsilon$  соответствует удаленной зоне пласта с неизменными в процессе вскрытия фильтрационными свойствами. При этом используются параметры, определенные с наименьшими погрешностями.

Если продуктивный пласт вскрыт бурением не на всю толщину, то такая скважина называется несовершенной по степени вскрытия пласта. Скважина, имеющая перфорированный забой, считается несовершенной по характеру вскрытия. В обоих случаях фактический дебит при прочих одинаковых условиях будет меньше дебита скважины с открытым забоем из-за возникновения фильтрационных сопротивлений, а значит и потерь проницаемости, обусловленных сгущением потоков флюидов в околоствольной зоне пласта в связи с уменьшением площади поверхности перфорированной скважины по сравнению с открытым забоем. Из-за нарушения геометрии течения жидкости и газа рассматриваемые виды несовершенства называют несовершенством геометрическим.

Если скважина несовершенна по степени и характеру вскрытия продуктивного пласта, то  $K_c$  определяется по формуле

$$K_c = \frac{\frac{\ln R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2},$$

где  $C_1$  – коэффициент, представляющий степень вскрытия продуктивного пласта;  $C_2$  – коэффициент, зависящий от длины и диаметров перфорационных каналов и плотности перфорации.

Оценить качественно влияние параметров перфорации на коэффициент гидродинамического совершенства скважины по формуле, можно при условии, что продуктивный коллектор однороден по проницаемости, вскрыт на всю толщину (т.е.  $C_1 = 0$ ), а перфорационные каналы не загрязнены.

Судя по промысловым данным, величина  $K_c$  определяется режимом бурения, размером каналов и плотностью перфорации. Специальные исследования на основе методов вскрытия пластов стреляющими перфораторами и результаты гидродинамических исследований позволили установить, что гидродинамическое совершенство скважин (помимо зависимости от технологических факторов) в значительной мере определяется свойствами вскрываемых отложений. Оно выше в отложениях, характеризующихся однородностью, повышенной песчанистостью, пористостью и продуктивностью, но даже хорошо проницаемые пласты при проникновении твердой фазы бурового раствора в пространство вокруг каналов перфорации теряют свои качественные характеристики.

Таким образом, величина  $K_c$  может быть использована для общей оценки эффективности вскрытия как пластов, так и зон коллекторов.

\* \* \*

Рассмотренный обзор взглядов на проблему коллекторов приводит к выводу о целесообразности системного литофлюидодинамического подхода для ее дальнейшего развития. Это касается изучения процессов зарождения и преобразований коллекторских систем при погружении в недра Земли и их техногенных изменений при вскрытии и опробовании.

Геолого-методические основы вскрытия тесно связаны с решением геологических задач комплексом геофизических исследований и опробования коллекторов в открытом стволе и в закрепленной трубами скважине.

Общая направленность исследований заключается в конкретизации задач и подборе способов их решения. Главная задача сводится к выделению коллекторов, оценке их параметров и насыщения флюидами, к получению продукта, определению его состава и потенциального дебита. Создание единой методологии исследований приведет к их оптимизации. Это даст возможность подойти к регулированию изменений коллекторов и увеличению их продуктивности путем воздействия на процессы, происходящие в пластах.

Теоретические представления и промысловые данные об эффективности вскрытия пласта позволяют применить для их общей оценки коэффициент гидродинамического совершенства, отражающий степень использования энергетических ресурсов коллекторов.

## **Глава 2. ОБЩИЕ ЧЕРТЫ СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РЕГИОНА**

---

*Приводятся сведения о геологическом строении и нефтегазоносности региона, необходимые для выявления закономерностей строения, эволюции и динамики формирования коллекторов. Основное внимание уделено районированию фундамента Западно-Сибирского нефтегазового бассейна, связи структур фундамента и чехла, распределению кольцевых и рифтовых систем разломов и тепловых потоков.*

**Стратиграфия.** Расчленение пород дано в соответствии с решениями межведомственного стратиграфического комитета, межрегиональных стратиграфических совещаний и результатами исследований последних лет.

Докембрийские образования представлены различными метаморфическими сланцами. Наряду с ними в Приенисейском районе в верхних (рифейских) горизонтах присутствуют песчаники и доломитизированные известняки, в Приалатаусском – порфириды и спилиты, в Приказахстанском – гнейсы, кварциты, измененные андезиты и дациты, в Васюганском и Краснотенинском – конгломераты и гра-

велиты, свидетельствующие о различной тектономагматической активности формирования толщ.

Палеозойские отложения в восточной части региона состоят из кембрийско-девонских, преимущественно карбонатных пород и каменноугольных терригенных, аналогичных тунгусской серии, с незначительным количеством эффузивов. Мощность палеозойских образований 1,5 км. На южной окраине нижнепалеозойские вулканогенно-карбонатные породы (более 3 км) в разрезе сменяются верхнепалеозойскими грубообломочными толщами с продуктами андезитового вулканизма (более 3,5 км). В Приуралье и в Среднем Приобье в палеозойских отложениях преобладают кремнистые, карбонатные, терригенные и вулканогенные породы в различных соотношениях мощностью от 0,3 до 3,7 км и более на севере региона. Усматривается три типа ассоциаций пород: рифтовые в центре и на западе, орогенные на юге и платформенные на востоке региона.

Мезозойские и кайнозойские толщи залегают в основном несогласно на древних отложениях. Их разрез представлен спорадически развитыми триасовыми вулканогенно-осадочными породами, широко распространенными юрскими и меловыми терригенными (80% разреза, или по толщине более 5 км) и палеоген-четвертичными образованиями.

Юрские и меловые отложения содержат нефть, газ и газоконденсат и являются объектом исследования. В их разрезе от древних пород к молодым выделяются терригенные заводоуковская, полудинская, усть-тазовская, дербышевская и некрасовская серии. Верхние горизонты заводоуковской серии латерально сочленяются с нижними пачками полудинской, верхние слои которой имеют такое же сочленение с усть-тазовской серией (рис. 1).

Заводоуковская серия, или тюменская свита, сложена алевролитами, аргиллитами, углями, песчаниками, прослоями гравелитов и конгломератов мощностью до 1,0 км, возраст ее раннеюрский – раннекелловейский. Песчаные пласты индексируются как Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>25</sub> с добавлением литер Уренгойского, Сургутского, Вартовского и других районов.

Полудинская серия характеризуется преобладанием в разрезе глинистых пород. В ее составе в низах разреза присутствуют абалакская, васюганская, георгиевская, ярротинская, баженовская, яновстанская свиты с битуминозным глинистым (Ю<sub>0</sub>) и песчано-алевритистым (Ю<sub>1</sub>) пластами-коллекторами. Более молодым элементом серии является мегионская свита с ачимовской толщей песчаников в

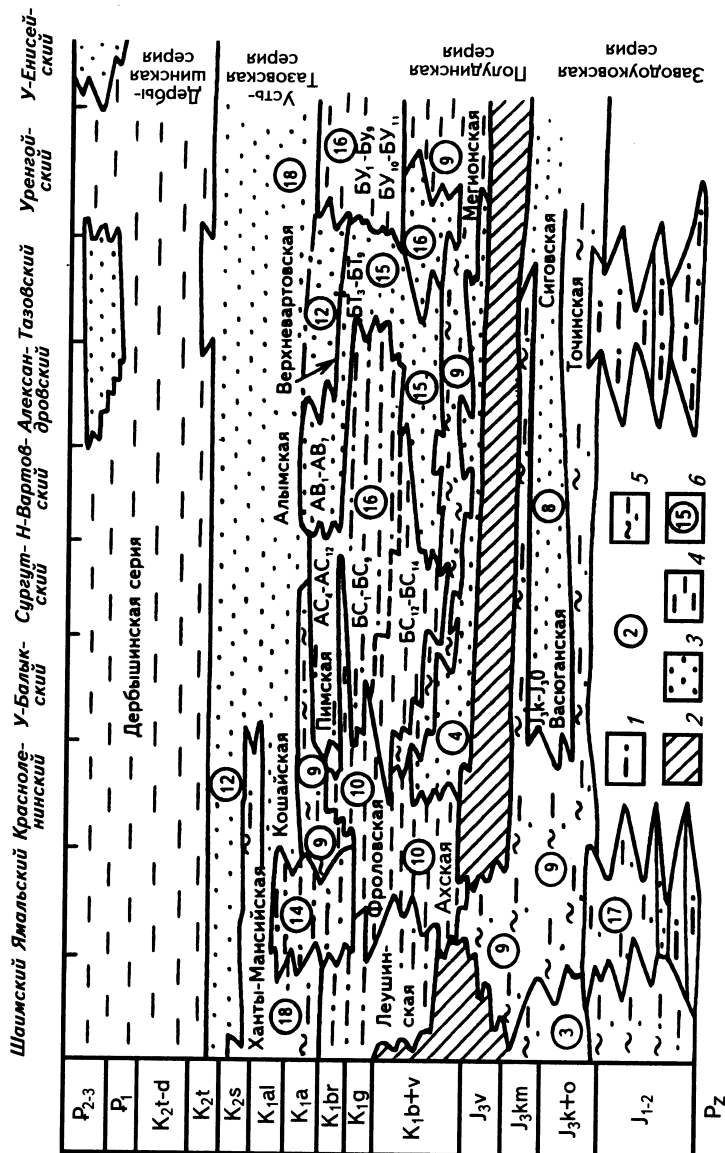


Рис. 1. Схема литолого-фациальных взаимоотношений седиментационно-динамических комплексов коллекторов Западно-Сибирского нефтегазового бассейна

1-5 - породы, слагающие комплексы, преимущественно: 1 - угленосные, 2 - битуминозные, 3 - песчано-глинистые, 4 - глинистые, 5 - аллювиально-глинистые; 2 - номер модели седиментационно-динамического комплекса (глава 6).

нижней части, линзы которых имеют индексы Б<sub>16</sub>–Б<sub>22</sub>, и с пластами Б<sub>10</sub>–Б<sub>12</sub> в верхах разреза. Мощность серии от 0,5 до 1,35 км, возраст келловейско-готеривский.

Усть-тазовская серия состоит из песчаников, алевролитов, аргиллитов, углей, которые разделены на наунакскую, вартовскую, покурскую, танопчинскую свиты и их стратиграфические аналоги. Пласты песчаников индексируются как Б<sub>1</sub>–Б<sub>9</sub>, ТП<sub>1</sub>–ТП<sub>25</sub>, А<sub>1</sub>–А<sub>12</sub> и ПК<sub>1</sub>–ПК<sub>20</sub> и др. Мощность серии 1,2–1,6 км, возраст изменчив ввиду временного скольжения границ, но в основном соответствует готеривскому-раннетуронскому векам.

Дербышинская серия сложена преимущественно глинистыми породами, расчлененными на кузнецовскую, березовскую, ганькинскую, талицкую, люлинворнскую, чеганскую свиты общей мощностью 0,8 км. Возраст ее туронско-олигоценовый.

Выше залегают эоцен-четвертичные отложения, представленные в основном песками, супесями, глинами, суглинками.

**Тектоника.** В геологическом строении Западной Сибири принимают участие отложения от докембрийских до четвертичных включительно. ЗСНГБ представляет асимметричную впадину сложной блоковой структуры. Он сложен ограниченно развитыми триасовыми вулканогенно-осадочными породами и широко распространенными юрскими и меловыми терригенными отложениями мощностью 3–5 км и более (80% разреза).

Фундамент бассейна является гетерогенным, сложен грабен-рифтами (В.Е.Хаин, Б.А.Соколов, В.С.Сурков, Л.Ш.Гиршгорн), с которыми генетически связано образование бассейна.

Анализ строения фундамента, его раздробленности, рельефа в комплексе с изучением тепловых полей и современной структуры бассейна с использованием космических снимков показал, что в фундаменте широко развиты разновозрастные складчато-глыбовые системы с различным составом пород, глубинным строением, типом развития, временем консолидации, величиной и конфигурацией геофизических полей и теплового потока.

Близ горного обрамления фундамент расчленен на семь разновозрастных складчато-глыбовых систем (зон) с различным составом пород, глубинным строением, временем стабилизации и энергетической активностью, выраженной тепловым потоком (А.Р.Курчиков). Наиболее древней является развитая на востоке региона Енисейская полихронная система докембрийской консолидации (тепловой поток 47 мВт/м<sup>2</sup>). На юге в фундамент бассейна включены бло-



ки Салаирско-Алатаусской системы среднекембрийской и каменноугольной стабилизации и Центрально-Казахстанской инверсионной системы ордовикско-силурийской консолидации ( $50,7 - 53,1 \text{ мВт/м}^2$ ). На юго-западе и западе фундамент пересекают четыре системы позднепалеозойской стабилизации:

Иртышская с девонским андезитовым вулканизмом ( $54-56 \text{ мВт/м}^2$ ) ;

Салымская с каменноугольно-пермским временем становления интрузий гранитоидов ( $67-71 \text{ мВт/м}^2$ ) ;

Западно-Сибирская инверсионная с позднедевонско-раннекаменноугольными орогенными процессами и наложенным позднепалеозойско-триасовым рифтогенезом ( $56 \text{ мВт/м}^2$ ) ;

Уральская с позднепалеозойско-раннемезозойским завершением тектоно-магматической активизации и триасово-раннеюрским рифтогенезом ( $70-75 \text{ мВт/м}^2$ ) .

В центральной и северной частях в фундаменте существенную роль играют кольцевые и рифтовые системы и ограничивающие их разломы. Наиболее крупными из них являются Ямало-Тазовская кольцевая структура, Уренгойская и Приуральская рифтовые системы.

Сравнение тепловых потоков и геотемпературного поля в отдельных блоках свидетельствует, что их интенсивность обусловлена не только возрастом, но и активностью тектонических процессов, которая предопределила различные тенденции изменения геотемпературного и теплового полей над центральной частью и окраинами бассейна.

Характеристика мезокайнозойского чехла определяется блоковой структурой верхней части фундамента. В строении чехла выделяются внешняя неглубоко погруженная область и внутренняя, которая делится на Обскую приподнятую зону и северную погруженную, часто называемую Ямало-Тазовской мегасинеклизой (М.Я.Рудкевич). Они осложнены структурами более низких порядков. Формы рельефа современной поверхности фундамента находят отражение в рельефе дневной поверхности. Отмечается, таким образом, прямая унаследованность структур фундамента в осадочном чехле.

Разрывные нарушения играют существенную роль в структуре чехла бассейна. Кольцевые, радиальные и линейные разломы обусловили образование рельефа поверхности фундамента, литофациальную характеристику чехла, распределение в нем тектонической трещиноватости, температур, тепловых потоков и динамику форми-

рования коллекторов. Наиболее крупные нарушения связаны с Уренгойской и Приуральской рифтовыми системами. Разломы фиксируются по аэро-фото- и космическим снимкам, по геофизическим данным, подтверждены результатами бурения, сопровождаются тепловыми и температурными аномалиями ( $4-20^{\circ}\text{C}$ ). С ними связана повышенная тектоническая трещиноватость, составляющая 30% от общей трещиноватости разреза на месторождениях. Разница температур на глубине 3,0 км на площадях Восточно-Таркосалинской, находящейся на борту Уренгойского грабен-рифта, и Западно-Таркосалинской, удаленной от него, достигает  $12^{\circ}\text{C}$ . Аналогично на Уренгойской площади в зоне грабен-рифта температура на  $3-4^{\circ}\text{C}$  выше, чем на Заполярной. На других площадях разница составляет  $4-7^{\circ}\text{C}$ . Тепловой поток в районе грабен-рифта равен  $56 \text{ мВт/м}^2$ . В западной части региона в Шаимской и Леушинской группах месторождений отчетливо выделяется повышенный тепловой поток, совпадающий с ограничением Приуральской системы грабен-рифтов.

Существует тенденция снижения температуры с ростом теплопроводности пород, причем температура водонасыщенных пород понижается меньше, чем насыщенных газом. Этот факт наряду с отсутствием прямой связи между величинами температуры и возрастом тектономагматической активизации в фундаменте Западно-Сибирского бассейна позволяет утверждать, что изменения геотемпературного и теплового полей обусловлены активностью как тектонических, так и связанных с ними флюидодинамических процессов. Они оказывают большое влияние на формирование осадков, скорости осадконакопления и погружения, на типы структур, термобарические условия недр и др. Таким образом, установление связи между строением терригенных отложений бассейна и структурами его фундамента играет важную роль в оценке образования коллекторов нефти и газа.

**История геологического развития.** Наиболее интенсивные тектонические движения происходили на окраинах региона: в конце рифея – на восточной, в венд-силурийское время – на юго-восточной и южной, в девонско-раннекаменноугольное – на юго-западной и западной. В центре развивались рифтовые системы. На рубеже палеозоя и мезозоя рифтогенез охватил большую часть региона. В триасово-юрское время зоны растяжения появились в районе, примыкающем к северному склону Пайхоя и восточному ограничению Урала.

Начало формирования большей части бассейна относится к рубежу палеозоя и мезозоя, причем в Уренгойском районе оно произошло раньше, очевидно, в триасовый период, на Гыданском п-ове

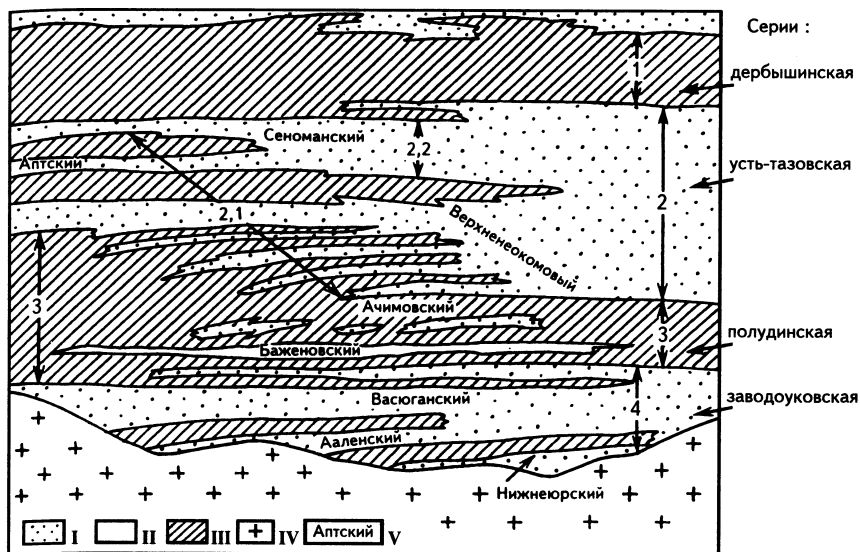
и в Приуралье – в позднеюрский этап. В юрско-меловое время главная ось бассейна имела субмеридиональное простирание. В приосевой части до раннеготеривского времени сохранялся глубоководный желоб с некомпенсированным прогибанием и боковым заполнением терригенными осадками. В туронское время в низовьях р.Оби возник глубоководный бассейн, который заполнялся осадками до миоцена.

Суть изложенного заключается в обосновании для внутренней наиболее прогнутой части бассейна важной роли в изменении свойств коллекторов предшествующего формирования кольцевых и рифтовых систем длительного импульсного развития от докембрийского до раннеюрского времени. В этой части в отличие от внешней зоны и горного обрамления многократное растяжение преобладало над сжатием. Это явилось причиной уникальной современной структуры бассейна, обусловило неравномерную динамику погружения, прогрева осадков и влияние этих процессов на формирование коллекторов.

**Нефтегазоносность.** В Западно-Сибирском бассейне открыто более 500 месторождений нефти, газа и газоконденсата. Выявленные запасы составляют около 30% от потенциальных, соотношение запасов нефти и газа равно 0,5. В северной части бассейна в районе Уренгойской рифтовой системы фундамента концентрируются газовые и газоконденсатные месторождения, в центральной и западной, прилегающей к Приуральской, – нефтяные. Установленная нефтегазоносность в основном контролируется положительными структурами разных порядков. Сходные по литофациальным условиям пласты содержат в одних районах газ, в других – нефть. Примером служат как нижнемеловые отложения (мегионская, вартовская свиты, ачимовская толща), так и юрские (тюменская свита). Диапазон доказанной нефтегазоносности – от верхов палеозойских отложений до туронского яруса включительно.

Подавляющее большинство залежей сосредоточено в двух комплексах: юрском и меловом (рис. 2).

Юрский комплекс ограничен покрывкой, которая представлена полудинской серией глинистых пород келловейско-готеривского возраста, имеет толщину 300-700 м и содержит 10% проницаемых пород. В ней выделяются два объекта нефтегазоносности – известковистые песчаники ачимовской толщи и карбонатно-кремнисто-глинистые битуминозные породы баженовской.



**Рис. 2.** Схематическое изображение нефтегазоносных объектов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты (по И.И.Нестерову и М.Я.Рудкевичу)

I – коллекторы; II – нетрадиционные коллекторы; III – флюидоупоры; IV – породы фундамента; V – название региональных нефтегазоносных комплексов. Цифрами на схеме обозначены: 1 – покрывка мелового комплекса; 2 – меловый комплекс: 2.1 – осложненная часть, 2.2 – неосложненная часть; 3 – покрывка юрского комплекса; 4 – юрский комплекс

Вместилищем скоплений нефти и газа являются юрско-валанжинские преимущественно литокластические и аркозовые песчаники с открытой пористостью 4-25%, абсолютной проницаемостью 50-115 фм<sup>2</sup>\*. В Среднем Приобье в районах развития региональной покрывки комплекс делится на два подкомплекса – верхнеюрский (верхневасюганский) с пластом Ю<sub>1</sub> и ниже-среднеюрский (тюменский) с пластами Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub> ... Ю<sub>n</sub>. В верхних горизонтах концентрируется 80% залежей.

Меловой комплекс содержит покрывку, представленную дербышинской серией преимущественно глинистых пород турон-эоценового времени толщиной 500-800 м, и рассечен двумя наиболее крупными региональными покрывками: раннеаптской (кошайс-

\* 1 фм<sup>2</sup> = 1·10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup> = 1 мД.

кой) и альбской (хантымансийской) того же состава, толщина их – десятки метров. Проницаемая часть включает коллекторы верхов полудинской и усть-тазовской серий верхневаланжинско-сеноманского времени. Пластовые, пластово-сводовые, массивные и литологические залежи локализованы в толщах кварц-полевошпатовых песчано-алевритовых коллекторов верхних горизонтов мегионской, вартовской, танопчинской свит и их литологических аналогов.

Зона латерального сочленения глинистых пород покрывки юрского комплекса с песчано-алевритовыми коллекторами мелового рассматривается в качестве осложненной его части. Она расчленена на верхневаланжинский, нижнеготеривский, верхнеготерив-барремский региональные нефтегазоносные комплексы (РНГК), иногда объединяющиеся в верхнеэоценовый подкомплекс.

Верхние горизонты соответствуют аптскому РНГК, который отчетливо прослеживается на западе в районах развития нижней глинистой части хантымансийской свиты. Там, где она отсутствует, верхняя часть комплекса образует единую почти километровую, в основном песчано-алевритовую толщу с обширными залежами газа в кровле в сеноманских отложениях. Большинство месторождений формируется и в настоящее время. Крупные газовые залежи высотой 130 м (месторождения: Бованенковское, пласт ПК<sub>9</sub>; Заполярное – БТ<sub>6-8</sub>) контролируются покрывками толщиной 2-10 м. Важными показателями процесса образования залежей служат седиментационные факторы, определяющие количество, распределение глинистых пород и соотношение глинистых и песчаных пачек, с которыми связаны этаж нефтегазоносности и масштабы концентрации и рассеяния углеводородов. Большое влияние оказывают величины пластовых температур и давлений, резкие изменения которых характерны для залежей бассейна.

\* \* \*

Систематизация материала о геологии региона способствовала обоснованию представлений о важной роли строения, рельефа, раздробленности фундамента бассейна, кольцевых и рифтовых структур и взаимосвязанного с ними изменения температур в недрах (факторов, отражающих предшествующее развитие и характеризующих “внешние условия” для рассмотренных в монографии юрско-меловых коллекторских горизонтов).

### **Глава 3. ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ ЮРСКИХ И МЕЛОВЫХ РАЗРЕЗОВ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ИХ ВСКРЫТИЯ**

---

*Дана общая характеристика терригенных коллекторов, рассмотрены взаимообусловленность их свойств и связь с составом, строением толщ и глубиной залегания, выявлена статистическая связь и подчеркнута необходимость установления причинно-следственной взаимосвязи с такими динамическими факторами, как температура и давление.*

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн сложен сложно-сочетающимися комплексами пород, особенность которых заключается в существовании в преобладании песчано-алевритовых коллекторских толщ и глинистых покрышек. Нижняя покрышка является одновозрастной большей части коллекторов и по латерали сочленяется с ними (см. рис. 2). В зоне сочленения распространена важная в нефтегазоносном отношении толща переслаивающихся песчано-алевритовых коллекторов и глинистых флюидоупоров. Залегающие выше и ниже по разрезу толщ коллекторов имеют различную степень катагенетического изменения. Венчающий разрез флюидоупор является уникальным по мощности и изолирующим свойствам. Большая толщина нефтегазоносных комплексов, превышающая 2 км, резкая фациальная изменчивость отдельных пластов и пачек пород, присутствие глинистых и глинисто-карбонатных прослоев обуславливают значительное изменение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов. Преобладающие толщины пластов-коллекторов 2-5 м. Покрышки над нефтяными залежами чаще превышают 10 м, а над уникальными газовыми – достигают 800 м.

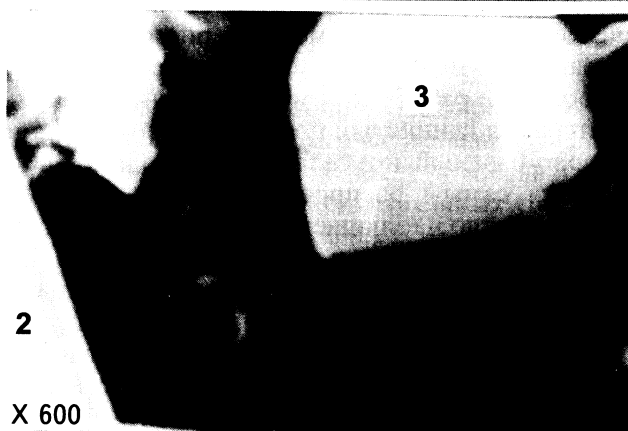
Спецификой песчано-алевритовых продуктивных коллекторов Западной Сибири является преобладающий аркозовый, кварцевый, кварц-полевошпатовый и литокластический состав, неоднородность продуктивных горизонтов, изменяющаяся по разрезу, площади, высоте залежей минерализация пластовых вод, наличие в залежах нефти и газа протяженных переходных недонасыщенных нефтью зон и участков погребенной нефтегазонасыщенности, присутствие зон АВПД и широкое развитие коллекторов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, близкими к граничным значениям.

В условиях Западной Сибири литологические коэффициенты в пластах-коллекторах изменяются в пределах от менее 0,3-0,4 до 2,0 и более. Например, в горизонтах Бу<sub>8</sub>–Бу<sub>10-11</sub> Уренгойского месторождения, обладающих высокими и средними значениями коллекторских характеристик, наиболее распространенной величиной литологического коэффициента на глубинах до 3,0 км является 0,5-2,0, ниже по разрезу, а также на Восточно-Сургутском и Талинском месторождениях – менее 0,5.

Коллекторские свойства терригенных пород изменяются в широких пределах как по латерали, так и с глубиной: величина пористости составляет 5-35%, а в сеноманских отложениях – и более высокие значения; проницаемость – 0,1-3000 фм<sup>2</sup>, коэффициент нефтегазонасыщенности – 0,2-0,9. Преобладают коллекторы первично- и вторично-поровые, порово-трещинные (рис. 3), а на глубинах более 3,0 км и трещинные. На величину пористости песчано-алевритовых коллекторов в Западной Сибири влияют состав пород, медианный размер зерен, наличие и содержание карбонатно-глинистого цемента, степень отсортированности осадков, их уплотнение и преобразование. Минеральная плотность зависит от наличия в породах органического вещества, битумов, карбонатов и слюд. Существуют корреляционные связи между отмеченными параметрами, позволяющие прогнозировать тенденцию изменения коллекторских и петрофизических свойств пород на различных конкретных объектах Западной Сибири. Установлены и различия в составе коллекторов в зависимости от скорости осадконакопления.

По геолого-геофизическим параметрам различаются в основном три литотипа коллекторов: песчаники, алевролиты и глинистые алевролиты. Они содержат 20-70% обломков кварца, 25-60% полевых шпатов, 1-10% слюд, 1-35% пород разного состава, до 2% акцессорных минералов, 3-40% (в среднем 5-13%) глинистого и 0,20% карбонатного цемента. Подавляющее большинство пород относится к кварцевым, аркозовым и литокластическим.

Для песчано-алевритовых коллекторов преимущественно-кварцевого состава характерна линейная связь между литологическими особенностями и коллекторскими свойствами, простая структура порового пространства и высокие коэффициенты продуктивности. Песчано-алевритовые коллекторы с преобладающим полевошпатовым-литокластическим составом отличаются нелинейной формой зависимости между литологическими особенностями и коллекторскими свойствами, сложной структурой порового пространства и низкими коэффициентами продуктивности. Диапазоны изменения общей глинистости составляют 3-40%, карбонатности – 0-20%. Объемное содержание обломков пород и минералов в меловых и юрских отложениях, за исключением баженовской свиты, довольно



**Рис. 3. Аутигенные минералы во вторичных порах коллекторов Уренгойского месторождения**

1 – кварц; 2 – кальцит; 3 – каолинит



близко, но количественные соотношения в различных стратиграфических горизонтах колеблются.

Породы имеют соответственно песчаную, алевритовую структуру, параллельно-, косо-, волнисто-слоистую и другие сложные формы текстур. Среди структур цемента преобладают типы от выполнения пор кварцем, кальцитом, каолинитом (см.рис. 3), гидрослюдой, хлоритом, контактных и точечных до регенерационных, конформных, инкорпорационных и гранулированных. Для полевых шпатов характерны калиевые разновидности, в основном ортоклаз и микроклин, и натриевые – плагиоклазы ряда альбит-олигоклаза. Слюды представлены биотитом, реже мусковитом. Обломки пород состоят из глинистых, кристаллических сланцев, гранитов, пегматитов, а также кремнистых и эффузивных пород, нередко хлоритизированных, серицитизированных и каолинизированных. Карбонатные минералы представлены в основном кальцитом, сидеритом, реже анкеритом. Породы, сцементированные кальцитом, сидеритом, образуют в пластах линзы, конкреции, прослои различной протяженности, толщина которых обычно не превышает 2-3 м.

Состав глинистого цемента в мезозойских песчано-алевритовых породах существенно меняется по разрезу и площади. Среди глинистых минералов, судя по данным растровой микроскопии и других методов точной диагностики, преобладают каолинит (60-20%), гидрослюды (6-45%), хлориты (4-40%). Другие глинистые минералы редки (1-3%). С глубиной содержание каолинита сначала уменьшается, а ниже 3 км возрастает, количество хлорита и гидрослюды увеличивается. Глинистый цемент в песчано-алевритовых породах распределяется на контактах между зернами в виде пленок, в поровом пространстве – между обломками минералов и в связующей массе, когда обломки разобщены между собой. По характеру распределения материала глинистый цемент разделяется на пленочный, поровый, порово-базальный и базальный. Каолинит в цементе песчаников является самым распространенным минералом. Максимальное его количество наблюдается в зонах ВНК и во внутренних частях пластов. При удалении от этих зон в песчаниках его содержание снижается. В глинах и аргиллитах каолинит чаще является примесью или второстепенным минералом. Гидрослюды широко распространены в глинах и в цементе песчано-алевритовых осадков, преобладают в глубокозалегающих породах и представлены в основном алюминиевой группой с коэффициентом железистости 0,15-0,25. Хлорит наблюдается как в глинах, так и в песчано-алевритовых породах. Монтмориллонит преобладает в тонкодисперсных пластовых глинах позднемелового возраста. Его состав отличается от идеального присутствием железа и алюминия. Межслоевые про-

межутки в структуре монтмориллонита часто заполнены натрием, кальцием, магнием, калием и представляют смешанослойные образования. Они характерны для меловых глиносодержащих пород, причем в глубокозалегающих осадках их количество по сравнению с другими глинистыми минералами резко понижается. Титанистые минералы (лейкоксен, брукит, анатаз, рутил) присутствуют в поровом пространстве песчаников, развиваются по биотиту, образуют на обломочных зернах сплошные каемки. Общее содержание титана в породах достигает 0,3-0,6%.

Слои глин в разрезах Западной Сибири сложены монтмориллонитом, смешанослойными образованиями, гидрослюдами, хлоритами, каолинитом и их смесями. Они слабо различаются по минеральному составу. Монтмориллонит характерен для неглубокозалегающих глинистых слоев верхов верхнемеловых отложений. Смешанослойные образования ряда гидрослюда – монтмориллонит присутствуют в неокомских пластах глин, гидрослюды и хлориты преобладают в юрских пластах. Каолинит характерен для глинистых цементов и в глинистых слоях встречается редко, в основном в неокомских в Среднем Приобье.

Развитие представлений о коллекторах ЗСНГБ шло по пути разработки их моделей, отражавших проверенные экспериментально функциональные зависимости, которые в конкретной геологической обстановке, в определенной скважине, пласте данного месторождения соответствовали наблюдаемым в природе соотношениям, но во многих случаях на графиках наблюдается значительный разброс параметров, свидетельствующий о множественных связях между ними и о том, что модели коллекторов бассейна являются многофакторными.

В данной работе отражена реальная изменчивость коллекторов в юрско-меловых отложениях Западной Сибири как основа для изучения динамики и эволюции геологических объектов.

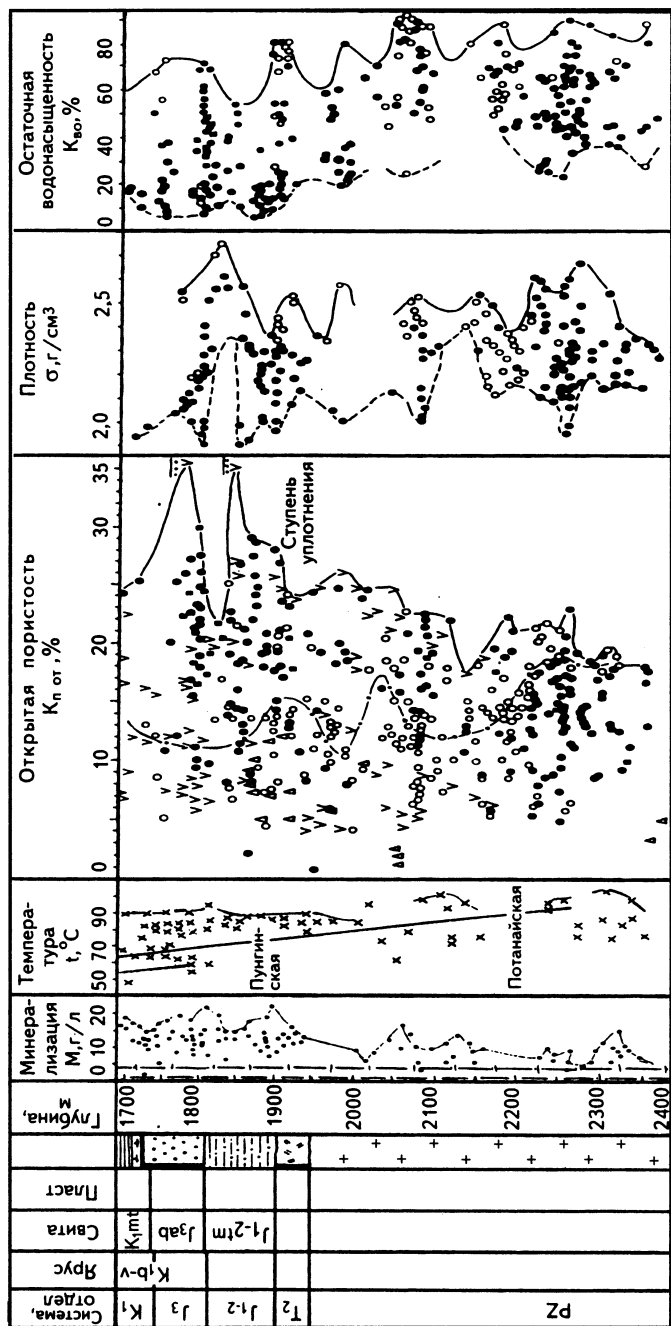
На геологических разрезах (рис. 4-13)\* показано сопоставление литостратиграфических данных, коллекторских свойств пород, их остаточной водонасыщенности, температуры, минерализации вод.

### **3.1. Состав, строение, изменение качества коллекторов**

Ниже приводится характеристика песчано-алевритовых коллекторов в литостратиграфических подразделениях.

---

\* Составлены Г.Н.Леоненко по материалам Главтюменьгеологии и ЗапСибВНИИгеофизики.



**Рис. 4.** Изменение свойств пород-коллекторов и условий в системе "скважина-пласт" с глубиной в разрезе Шаньского района

*Литостратиграфическая характеристика с элементами нефтегазоносности:* 1 – глинистые и глинисто-карбонатные покрывки; 2 – песчано-алевритовые коллекторы, преимущественно; 3 – глинисто-кремнистые коллекторы; 4 – песчано-глинистые коллекторы и покрывки, неразделенные, часто нефтегазоносные; 5 – нефтегазоносные коллекторы; 6 – кора выветривания; 7 – породы фундамента; 8 – разрыв пород (а), перерыв в осадконакоплении, повлиявший на свойства коллекторов (б); 9 – литологическая ступень изменения коллекторских параметров. *Параметры коллекторов, представленных породами:* 10 – песчаники, 11 – алевриты (а), известковые алевриты (б), 12 – глинистые, глинисто-кремнистые породы, 13 – песчаники с карбонатным цементом, 14 – песчано-алевритовые породы; 15 – границы максимальных (а) и минимальных (б) величин параметров; 16 – линия среднестатистических значений открытой пористости известковых алевритов (а), песчаников (б), глинистых пород (в).

*Условия в системе "скважина – пласт":* 17 – минерализация пластовых вод по результатам испытаний; 18 – граничные (а) и средние (б) значения минерализации отжаты из керна воды при 20°C; 19 – температура в скважине по результатам испытаний; 20 – геотермический градиент по площади (Потанайская и др.); 21 – пределы изменения минерализации фильтрата бурового раствора. *Свиты и толщи:* J<sub>1,2</sub>tm – тюменская, J<sub>3</sub>ab – абалакская, K<sub>1</sub>m – мулымьинская.

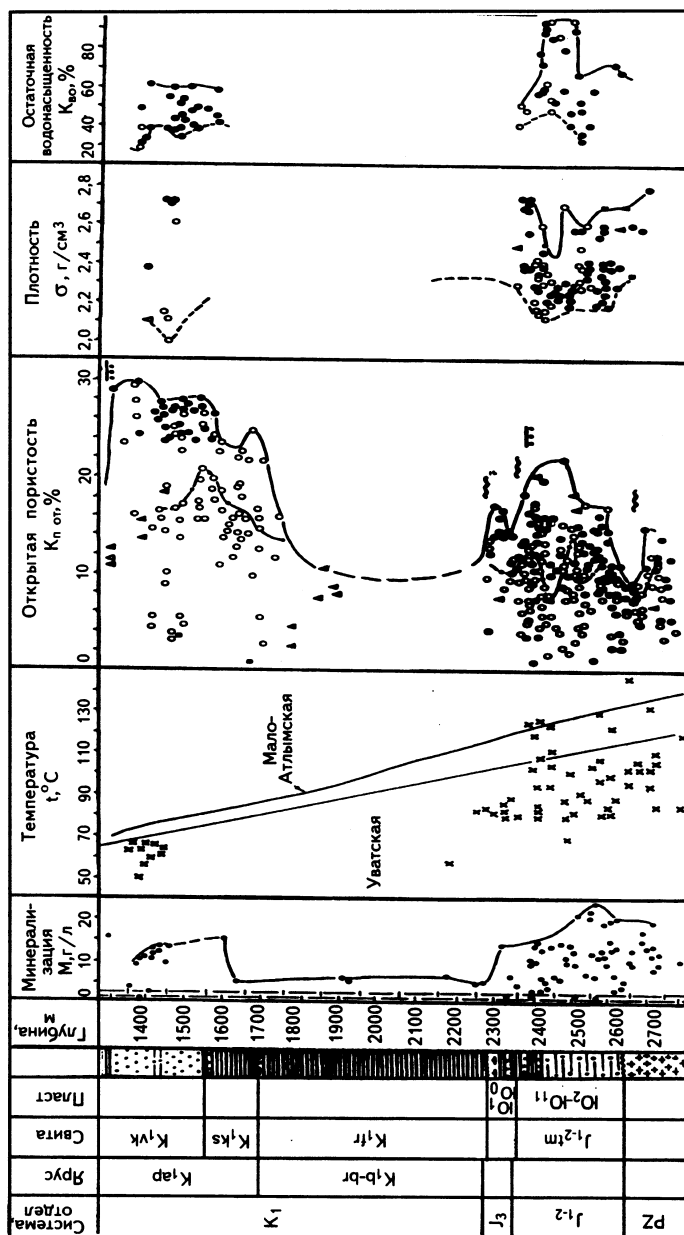


Рис. 5. Изменение свойств пород-коллекторов и условий в системе "скважина - пласт" с глубиной в разрезе Красноленинского района

Свиты и толщи:  $K_1fr$  - фроловская,  $K_1ks$  - кошгайская,  $K_1vk$  - викуловская. Остальные условные обозначения см. рис. 4

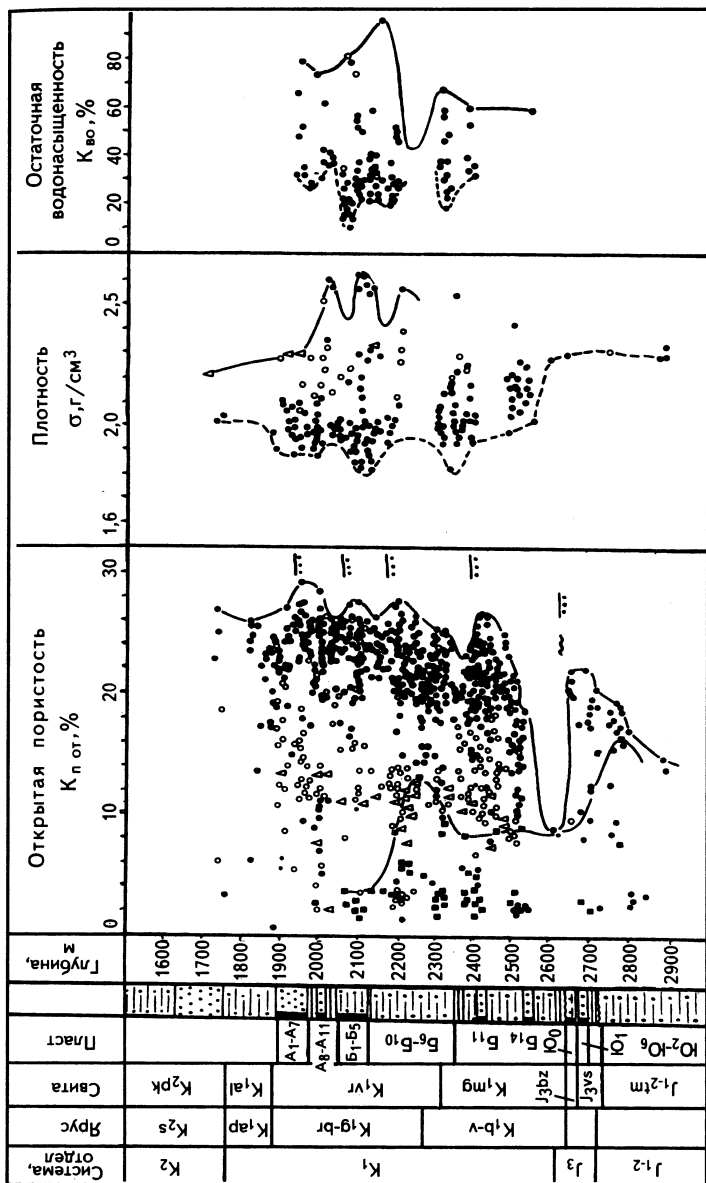


Рис. 6. Изменение свойств пород-коллекторов с глубиной в разрезе Усть-Балыкского района

Свиты и толщи: J<sub>3vs</sub> – васюганская, J<sub>3bz</sub> – баженовская, K<sub>1mg</sub> – мегонская, K<sub>1vt</sub> – варговская, K<sub>1al</sub> – альмская, K<sub>2rk</sub> – покурская. Остальные условные обозначения см. рис. 4

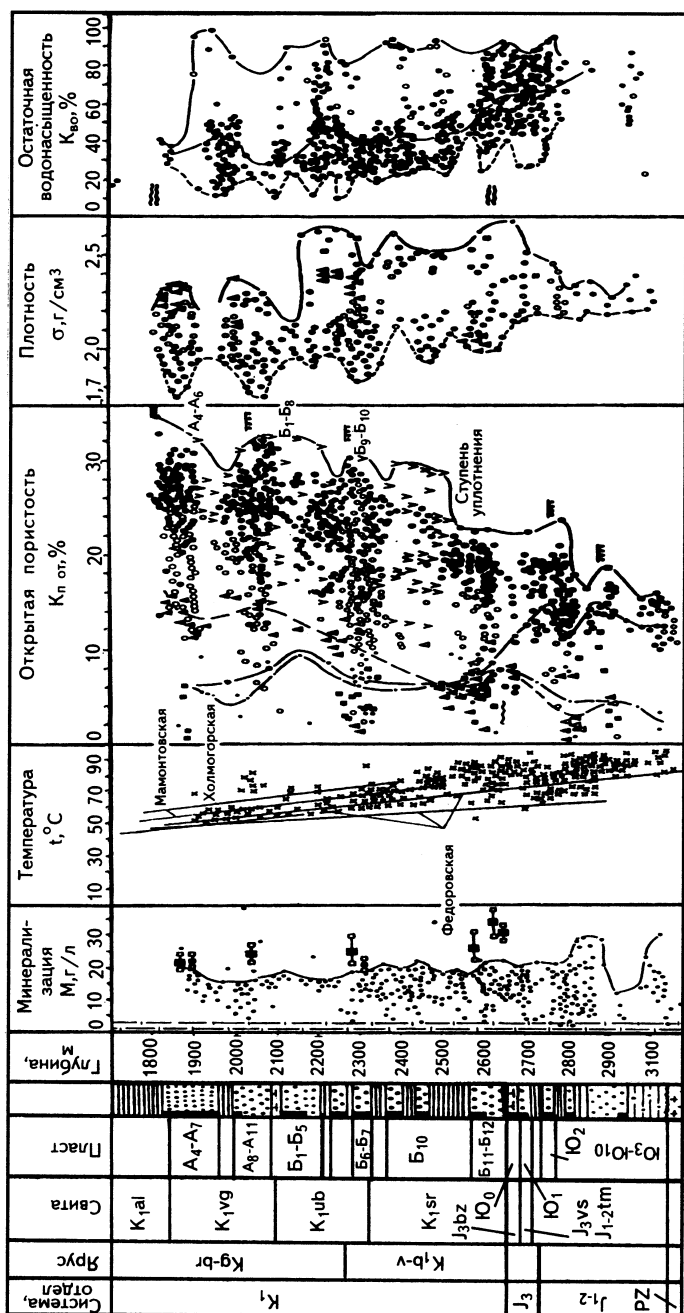


Рис. 7. Изменение свойств пород-коллекторов и условий в системе "скважина - пласт" с глубиной в разрезе Сургутского района  
Свиты и толщи: J<sub>3vs</sub> – васюганская, J<sub>3bz</sub> – баженовская, K<sub>1sr</sub> – сортымская, K<sub>1ub</sub> – усть-балыкская, K<sub>1vg</sub> – вангопайская, K<sub>1al</sub> – алымская.  
Остальные условные обозначения см. рис. 4

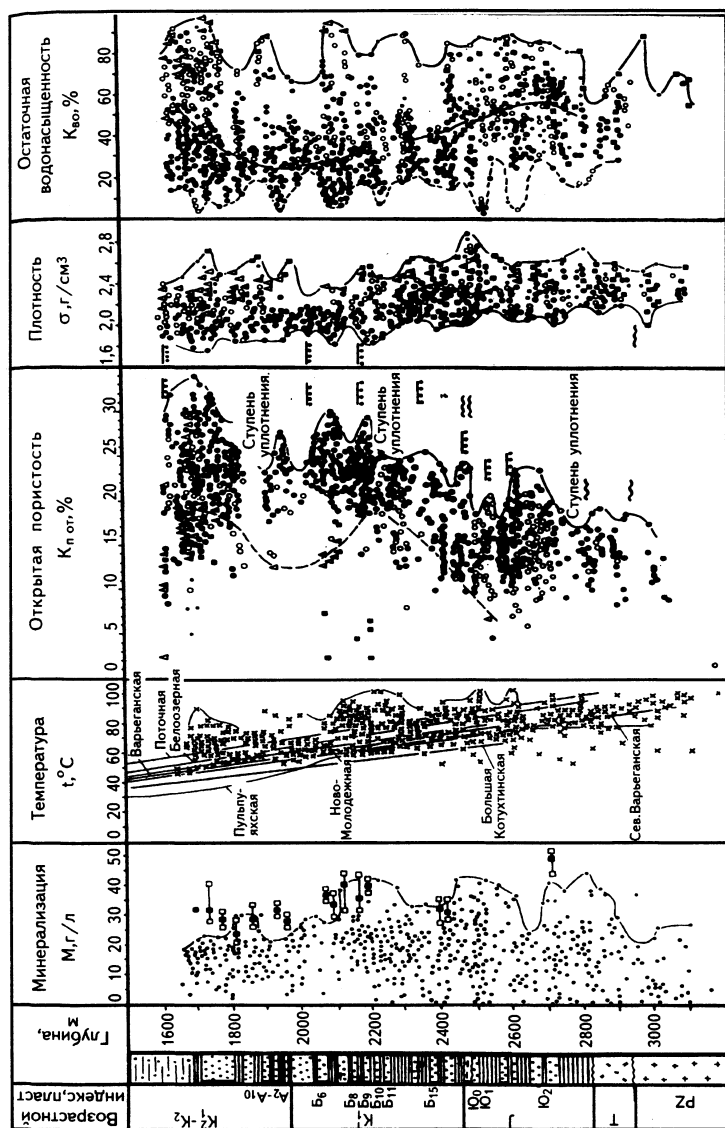


Рис. 8. Изменение свойств пород-коллекторов и условий в системе "скважина - пласт" с глубиной в разрезе Нижневартковского района

Условные обозначения см. рис. 4



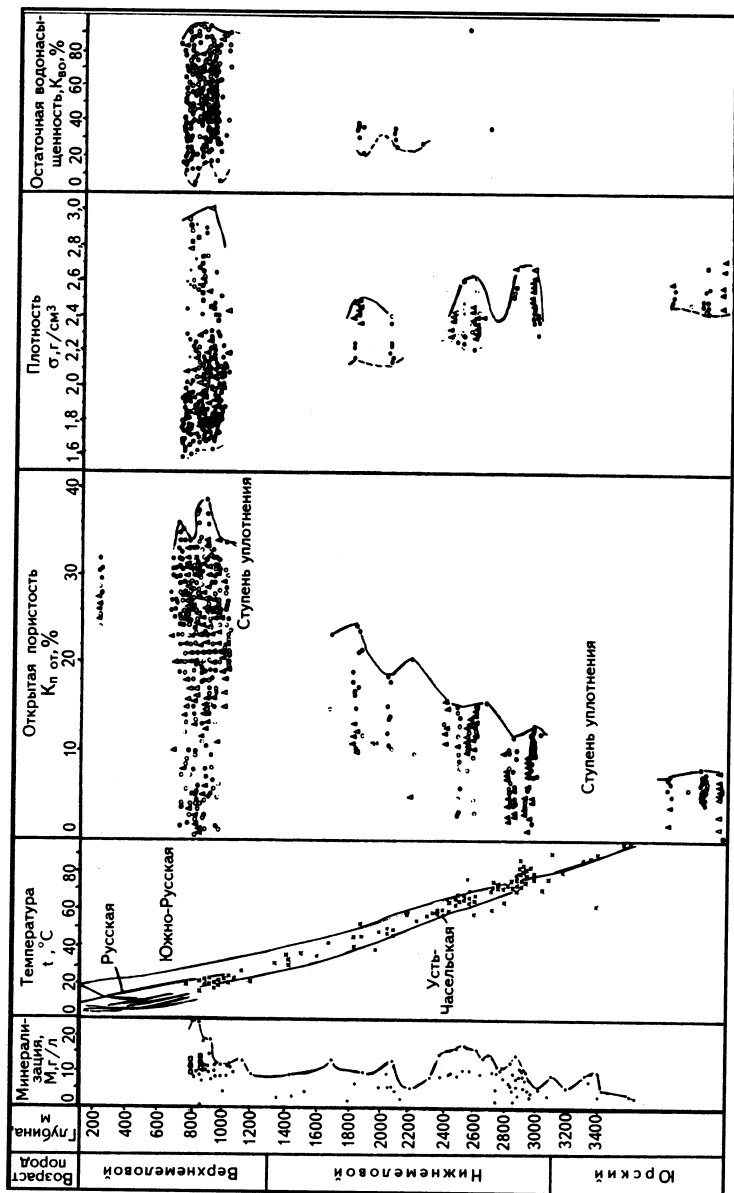


Рис. 9. Изменение свойств пород-коллекторов и условий в недрах с глубиной в разрезе Александровского района

Условные обозначения см. рис. 4

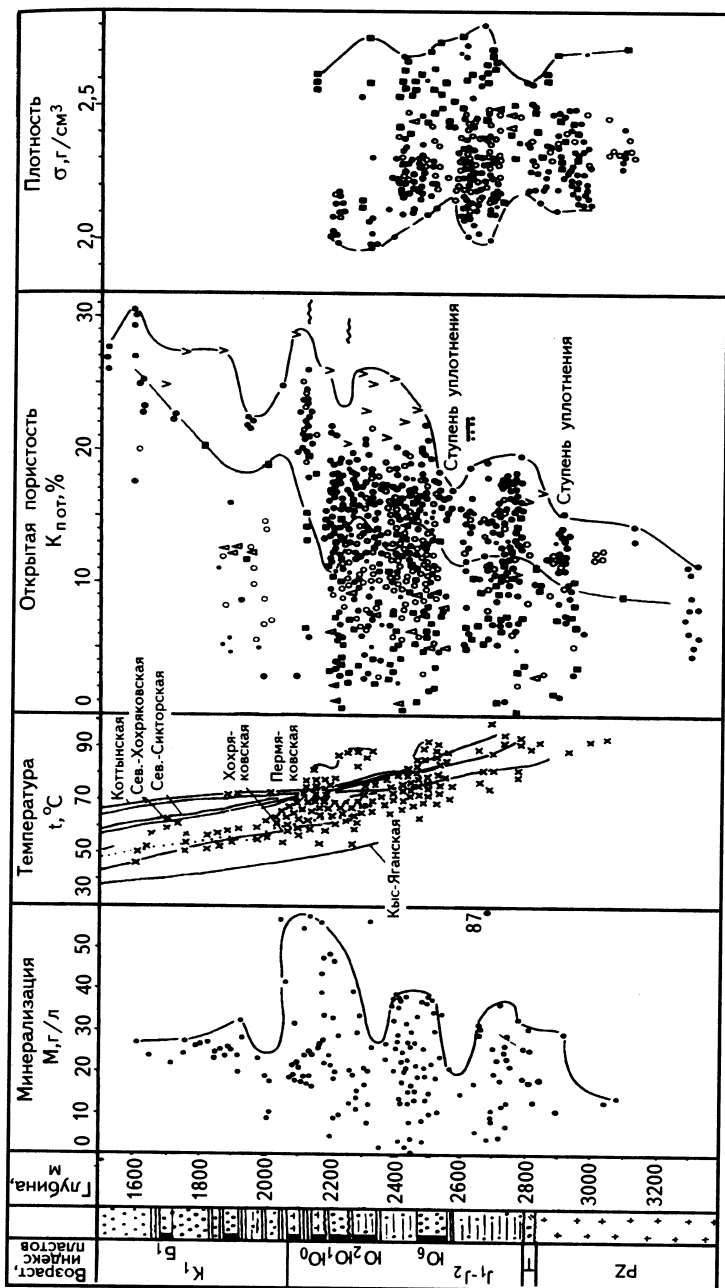


Рис. 10. Изменение свойств пород-коллекторов и условий в системе "скважина - пласт" с глубиной в разрезе Южно-Русского района

Условные обозначения см. рис. 4

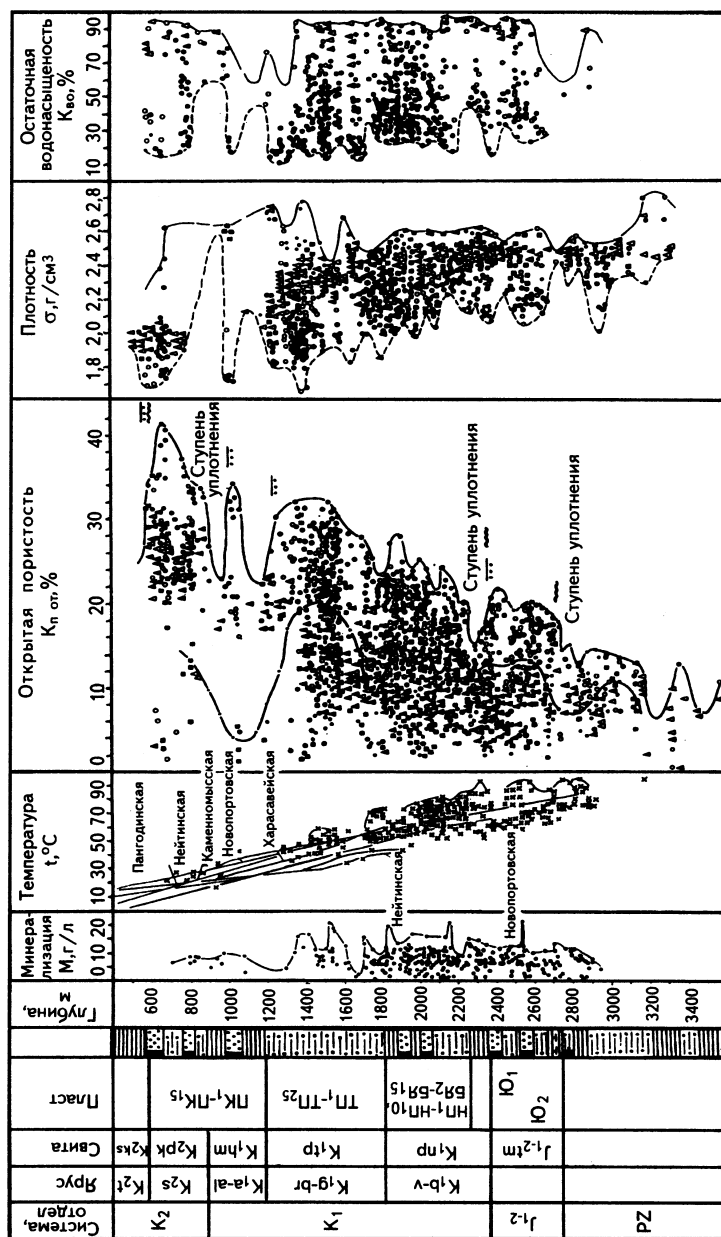


Рис. 11. Изменение свойств пород-коллекторов и условий в системе "скважина-пласт" с глубиной в разрезе Ямального района

Свиты и толщи: K<sub>1pr</sub> – новопортовская, K<sub>1tr</sub> – тонолчинская, K<sub>1hm</sub> – ханты-мансийская, K<sub>2pk</sub> – пакурская, K<sub>2ks</sub> – кузнецовская. Остальные условные обозначения см. рис. 4

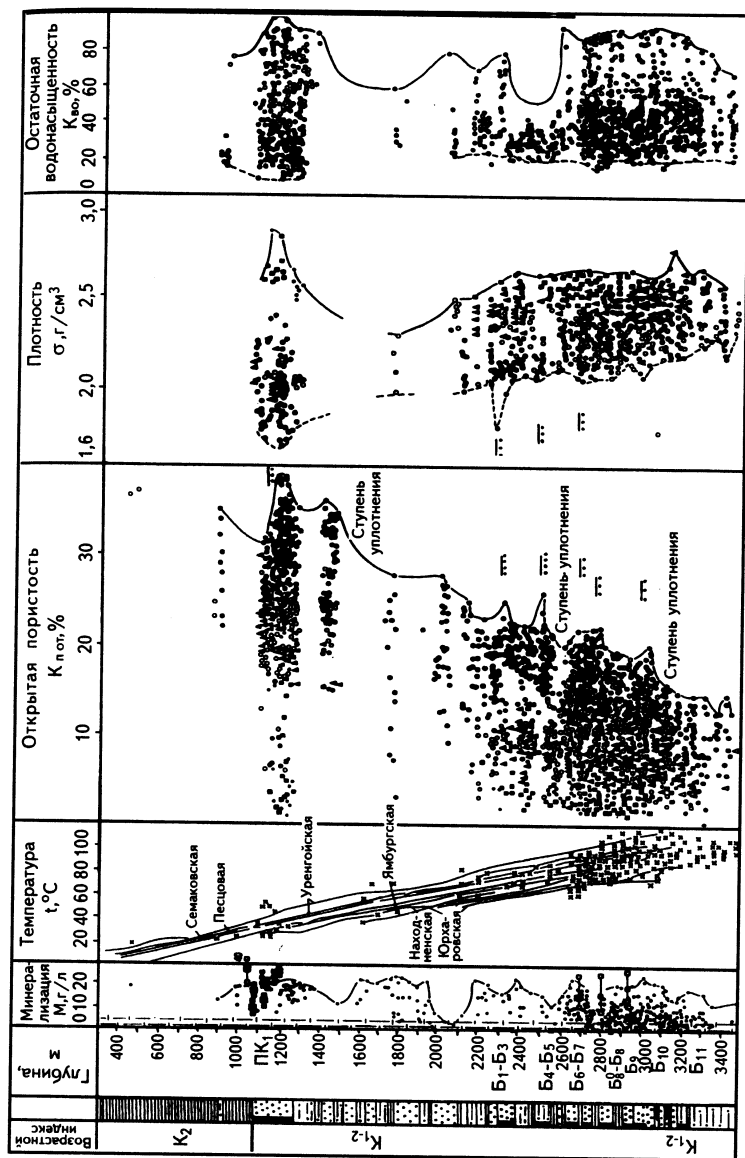


Рис. 12. Изменение свойств пород-коллекторов и условий в системе "скважина – пласт" с глубиной в разрезе Уренгойского района

Условные обозначения см. рис. 4

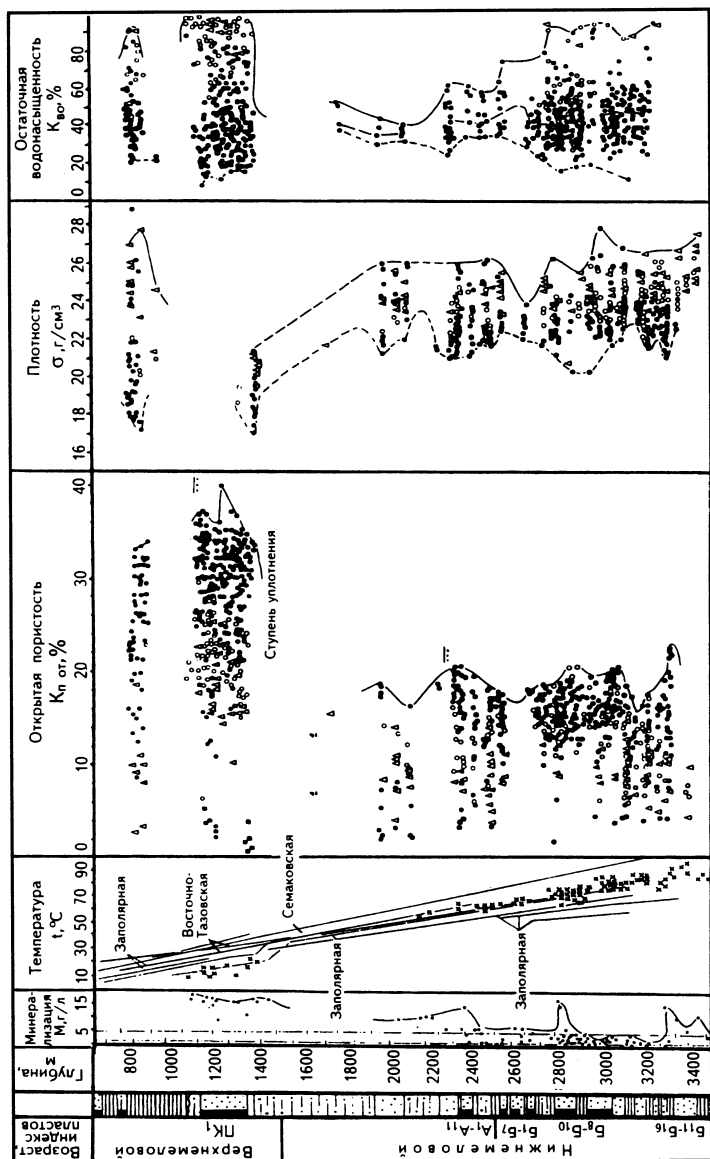


Рис. 13. Изменение свойств пород-коллекторов и условий в системе "скважина – пласт" с глубиной в разрезе Газовского района  
Условные обозначения см. рис. 4

**Нижне-среднеюрские отложения** (рис. 14) \* развиты на большей части Западно-Сибирской низменности. Они представлены разрезами четырех типов, отражающими сочетание фаций различных групп.

Первый тип разреза распространен в северной части низменности. Породы без видимого несогласия залегают на терригенно-вулканогенных отложениях триасового возраста. Разрез представлен большехетской серией песчано-алевролитово-глинистых угленосных пород прибрежно- и мелководно-морского генезиса, сероцветных и темноцветных с ритмичной горизонтальной слоистостью, разделенных на ряд свит. Наиболее древняя из них – зимняя, сложена песчаниками, алевролитами, аргиллитами, имеет толщину 200 м и раннеплинсбахский возраст. Более молодая – левинская, представлена в основном аргиллитами позднеплинсбахского времени. Выше залегает джангодская свита, по составу аналогичная зимней. Она имеет толщину 300 м и относится к тоарскому ярусу. Затем следует лайдинская свита аргиллитов раннеааленского возраста. Она перекрыта вымской свитой песчаников, алевролитов, аргиллитов толщиной 400 м позднеааленского времени, которая сменяется леонтьевской свитой аргиллитов байосского века. Венчает разрез малышевская свита, по составу аналогичная вымской, имеющая толщину 500 м и батский возраст. Возраст большехетской серии повсюду определен по остаткам фауны. Нефтеносность ее установлена на южном Ямале, на Новопортовой площади. Газоконденсатные залежи выявлены на Бованенковском месторождении в джангодской, вымской, малышевской свитах.

Второй тип разреза распространен в бассейне среднего течения р.Оби и представлен тюменской свитой, которая несогласно залегает на породах фундамента, \*\* плиты и сложена известковистыми литоидными песчаниками, алевролитами, аргиллитами, углями. Содержание глинистого материала увеличивается к западу, где глинистые пачки делят разрез на 2-3 пронизываемых комплекса. Содержание органических веществ в глинистых породах достигает 3%. Тюменская свита разделена на три подсвиты: нижнюю – нижний-средний лейас и частично тоар, среднюю – верхний лейас и верх-

---

\* Седиментационно-динамические схемы (рис. 14-20) составлены Г.Н.Леоненко по материалам М.Я.Рудкевича, И.И.Нестерова, Р.И.Медведского и др. Характеристика комплексов приводится в главе 6, на рис. 1, 32.

\*\*Здесь и далее состав пород приводится по классификации А.Г.Коссовской и В.Г.Шутова.

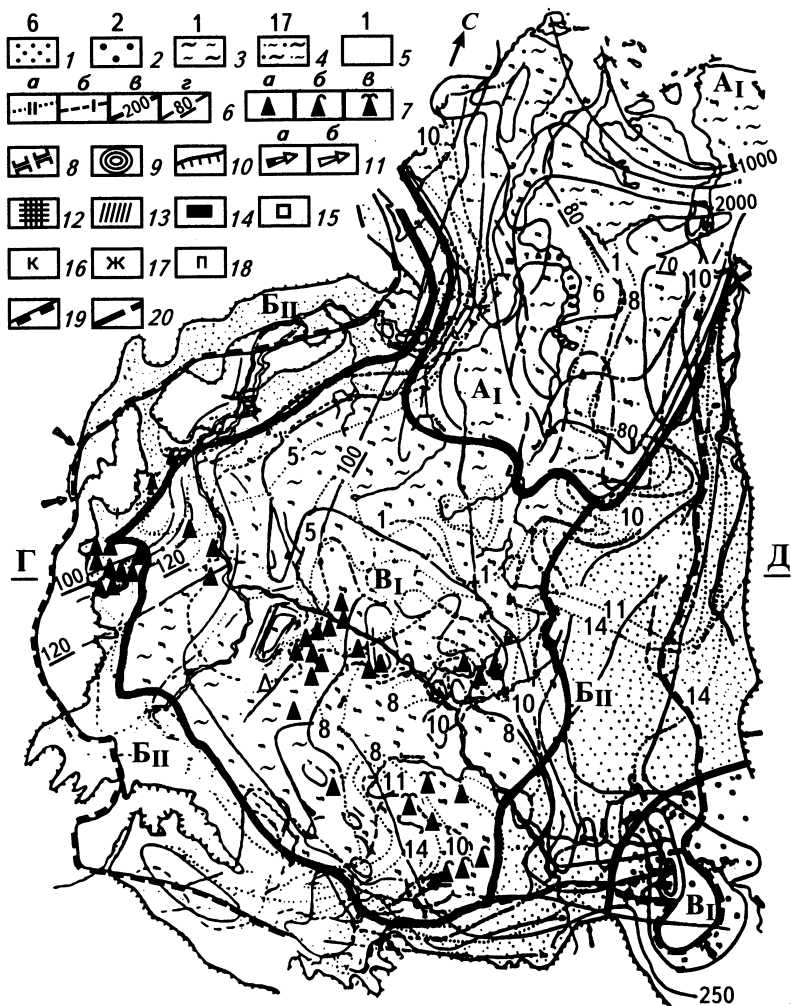


Рис. 14. Седиментационно-динамическая схема нижнеюрских-нижнекелловейских литофациальных комплексов (с коллекторскими свойствами пластов)

*Обстановки с низкой скоростью осадконакопления и высокой динамикой среды переноса и седиментации (БII): 1 – континентальный и прибрежно-континентальный комплекс, глинисто-алевритовые и на 60-80% песчаные линзовидно-слоистые отложения; обстановки с переменной скоростью осадконакопления и переменной динамикой среды седиментации (B1): 2 – прибрежно-континентальный комплекс, песчано-алеврито-глинистые известковистые угленосные отложения, линзовидно-слоистые, 3 – континентальный комплекс, алеврито-глинисто-песчаные угленосные грубослоистые породы; обстановки с высокой скоростью осадконакопления и переменной динамикой среды седиментации (A1): 4 – прибрежно- и мелководно-морской комплекс, песчано-алеврито-глинистые угленосные горизонтально-слоистые отложе-*

нюю – аален, бат и низы келловея. Песчано-алевритовые пласты не выдержаны по латерали, они индексируются Ю<sub>18</sub>–Ю<sub>2</sub>.

Третий тип разреза развит на востоке региона. Здесь в составе тюменской свиты преобладают песчаники (до 60-80%), алевролиты, аргиллиты.

Породы разреза второго и третьего типов имеют линзовидно-слоистую текстуру и прибрежно-континентальной генезис. Толщина их сокращается к югу от Сибирских увалов до 400-500 м. На поднятиях Среднего Приобья нижнеюрские отложения и нижние горизонты доггера выклиниваются, мощность тюменской свиты уменьшается до 100-200 м. Южнее, в днищах впадин, она вновь возрастает до 500-600, а в районе Чулыма до 800-1000 м. Возрастной объем тюменской свиты неодинаков в различных районах. В Александровском и на ряде площадей Вартовского района верхние горизонты ее имеют раннеюрско-раннекелловейский возраст. Тюменская свита регионально нефтегазонасна.

Четвертый тип разреза развит на юго-востоке региона, где возрастными аналогами тюменской свиты являются континентальные грубослоистые угленосные породы – макаровская свита раннеюрского и итатская – среднеюрского возраста. В разрезе макаровской свиты присутствуют галечники, гравелиты, разнотекстурированные песчаники и глинисто-известковистые алевролиты общей толщиной 320 м. Итатская свита сложена ритмично переслаивающимися кослоистыми песками, песчаниками, алевролитами, аргиллитами, глинами с линзами галечников, прослоями глинистых известняков и пластами бурых углей общей толщиной 700 м. На юге Чулымской депрессии свита промышленно угленосна.

Ниже-среднеюрские коллекторские толщи представлены в северной части бассейна прибрежно- и мелководно-морским песчано-алеврито-глинистым комплексом фаций. На остальных окраинах его преобладает прибрежно-континентальный, аллювиальный и

---

ния; 5 – номер модели седиментационно-динамического комплекса в главе 6; 6 – изолинии эффективной пористости, %, (а), абсолютной проницаемости, фм<sup>2</sup>, (б), толщины комплексов, м, (в), температуры на срезе 3 км, °С, (г); 7 – месторождения нефти (а), газоконденсата (б), газа (в); 8 – речные долины; 9 – бары; 10 – границы зон отсутствия седиментации; 11 – направления сноса обломочного материала: главные (а), второстепенные (б); 12 – участки интенсивного прогресса пород; 13 – зоны размыва; 14-18 – аутигенные минералы, конкреции и другие показатели седиментационной обстановки: 14 – угли, лигниты, 15 – сидерит, 16 – каолинит, 17 – первичная красноцветность, 18 – пирит; 19 – граница Западно-Сибирского нефтегазонасного бассейна; 20 – границы групп комплексов, формировавшихся в обстановках с единой градицией скорости осадконакопления и динамики среды седиментации.



дельтовый (на 60-80% песчаный) комплекс фаций, а в центральной части – прибрежно-континентальный, аллювиально-пролювиальный и прибрежно-морской, песчано-алеврито-глинистый. Высокая скорость седиментации и переменная динамика среды переноса и осадконакопления привели к формированию уникальных по составу литоидных пород в сочетании с углями. Выделяются четыре зоны латерального распространения коллекторских толщ с проницаемостью, отвечающей в основном II, III, IV и V классам, не совпадающие с распределением комплексов фаций и зависящие в большей степени от глубины погружения и температуры недр. Изолинии проницаемости и эффективной пористости пластов протягиваются в направлении оси бассейна и зон максимальной толщины ниже-среднеюрских пород. Особенно чувствительной к изменению толщин является проницаемость пород. Направления линий равной проницаемости близки к очертаниям изопахиты 0,5 км. В центральной части региона, в среднем Приобье, распространены поля нефтегазоносных коллекторов с относительно повышенными фильтрационно-емкостными свойствами. Они ориентированы в широтном направлении, тяготеют к температурному минимуму на срезе 3,0 км, имеют ограниченное площадное распространение, кулисообразную форму и преобладают в прикупольных частях Вартовского, Сургутского, Средне-Васюганского сводов и других положительных структур. За счет уплотнения и выполнения пустотного пространства вторичными минералами количество коллекторов в них сокращено.

Породы II класса\* (500-1000  $\text{фм}^2$ ) развиты в бассейне р. Чулым и на востоке региона и представлены на первом участке литокластическими и аркозовыми, а на втором – кварц-полевошпатовыми разномзернистыми песчаниками с 5-10% алевритового и глинистого материала в цементе. Проницаемость в среднем для региона составляет 800  $\text{фм}^2$ , открытая пористость – 19,5%, эффективная пористость – 17%.

Породы-коллекторы III класса (100-500  $\text{фм}^2$ ) распространены всюду в окраинных частях плиты независимо от распределения литофациальных комплексов и представлены чаще мелкозернистыми средне- и слабоотсортированными литокластическими и аркозовыми песчаниками и алевролитами с 5-15% глинисто-известкового

---

\* Здесь и далее при оценке коллекторов по проницаемости используется классификация А.А.Ханина (1965). Проницаемость абсолютная по керну дается везде параллельно слоистости пласта.

цемента. Средние величины открытой пористости от 18 до 26%, эффективной проницаемости от 14,4 до 22,2  $\text{фм}^2$ .

Породы-коллекторы IV класса составляют больше четверти всей площади развития отложений, включая окраинные районы, приуроченные к линии выклинивания отложений. Кроме того, они развиты в центральной части региона на крупных сводах (Усть-Сильгинская, Пудинская, Ново-Васюганская, Вахская, Северная, Советская, Восточно-Сургутская площади). В Тазовском и Ямальском районах в строении отложений участвуют песчано-глинистые пласты морского происхождения, которые обладают улучшенной отсортированностью и окатанностью обломочного материала, большей выдержанностью по латерали, что создает седиментационные основы для формирования коллекторов лучшего качества. В этой более глубокозалегающей зоне песчано-алевритовые коллекторы более плотные, чем в предыдущей, и сложены они литоидными и аркозовыми мелко- и тонкозернистыми, известковистыми, глинистыми и глинисто-известковистыми песчаниками и алевролитами.

На всей остальной территории, кроме указанной, в тюменской свите коллекторы порового типа имеют низкое качество и относятся к V-VI классам. Зоны коллекторов V и VI классов составляют около 60% всей площади распространения ниже-среднеюрских отложений. В соответствии с проницаемостью ведет себя и открытая пористость, величина которой снижается до 10%. Это является следствием многих причин, связанных с условиями седиментации, преобладанием тонкозернистых, высокодисперсных, сильноглинистых осадков. Большое влияние на качество коллекторов оказывают катагенетические изменения, механическое уплотнение на больших глубинах, появление аутигенного полиминерального цемента, перекристаллизация. Тем не менее в северных районах на большой глубине нельзя полностью исключать наличие порово-трещинных и трещинных коллекторов нефти и газа.

В целом открытая пористость ( $K_{nom}$ ) ниже-среднеюрских отложений в центральной части региона по данным лабораторных исследований изменяется от 1 до 26%, в Шаимском районе в породах, залегающих ближе к поверхности, от 3 до 33%. Ее средние величины в регионе варьируют от 12 до 16,5%. Эффективная пористость на 5% ниже открытой. Абсолютная проницаемость по керну изменяется от 1 до 14070  $\text{фм}^2$ , составляя в среднем в центральной и северной частях региона 1-40  $\text{фм}^2$ . По данным гидродинамических исследований скважин она существенно выше, причем фильтрация флюидов в

этих пластах характеризуется нелинейностью. Промышленные дебиты получены даже при пористости 5-8%. Это свидетельствует о том, что в глубоководных нижне-среднеюрских отложениях преобладают коллекторы порово-трещинного и трещинного типов. Изучение керна нижне-среднеюрских отложений в Красноленинском, Уренгойском и Сургутском районах подтвердило, что породы содержат значительное количество субвертикальных извилистых и однонаправленных поперек и косо к слоистости трещин. Число их возрастает в отложениях, залегающих на расчлененном рельефе фундамента. На Уренгойском месторождении породы с глубин свыше 4,0 км содержат секущие трещины, выполненные в оторочках кварцем, затем кальцитом, а в центральной части – битумами. На Пальяновском, Ем-Еговском и других месторождениях центральной части региона в кернах зафиксированы литогенетические трещины со сбросами, следами оползания, выполненные обломочным, кальцит-каолининовым и глинистым каолинит-гидрослюдистым материалом, субвертикальные и наклонные к поверхности под углом  $45^{\circ}$ . Толщина их от долей миллиметра до 2-4 см. Плотность трещин неравномерна. В отдельных образцах они составляли до 5% объема. Вместе с тем здесь наблюдаются поровые коллекторы различных типов высокого качества.

На участках разрезом, расположенных вблизи поверхности несогласия при залегании нижне-среднеюрских пород на отложениях коры выветривания, в Шаимском и Красноленинском районах, в зонах толщиной до 10 м открытая пористость и проницаемость возрастают в среднем на 4-6% и более по сравнению с их значениями в аналогичных по составу породах выше и ниже по разрезу. Исследование пород методами точной диагностики в шлифах показало, что песчаные зерна полевых шпатов и кварца в них сильнее корродированны, а карбонатный цемент выщелочен: в породе сформировались каверны. Процессы выщелачивания приводят даже к полному исчезновению цемента и образованию рыхлых пород с высокими фильтрационно-емкостными свойствами на глубинах около 3,0 км. Примером является шеркалинский горизонт на Талинском месторождении Красноленинского района.

В сводовых частях локальных структур, на границах с покровными и фундаментом нижне-среднеюрских отложений качество коллекторов также улучшается, во-первых, за счет увеличения зернистости и сортировки пород, во-вторых, за счет каверн, возникших при растворении цемента и неустойчивых минералов и обломков по-

род. Влияние структур фундамента на больших глубинах на коллекторские свойства пород отражено и в температуре недр. Зоны температурных аномалий и поля, ограниченные изолиниями пористости и проницаемости коллекторов, совпадают по простиранию. В зонах с более высокой температурой на больших глубинах коллекторские свойства толщ более низкие, чем на малых глубинах. Поля с относительно более высокими коллекторскими характеристиками располагаются над градиентами изостатических аномалий.

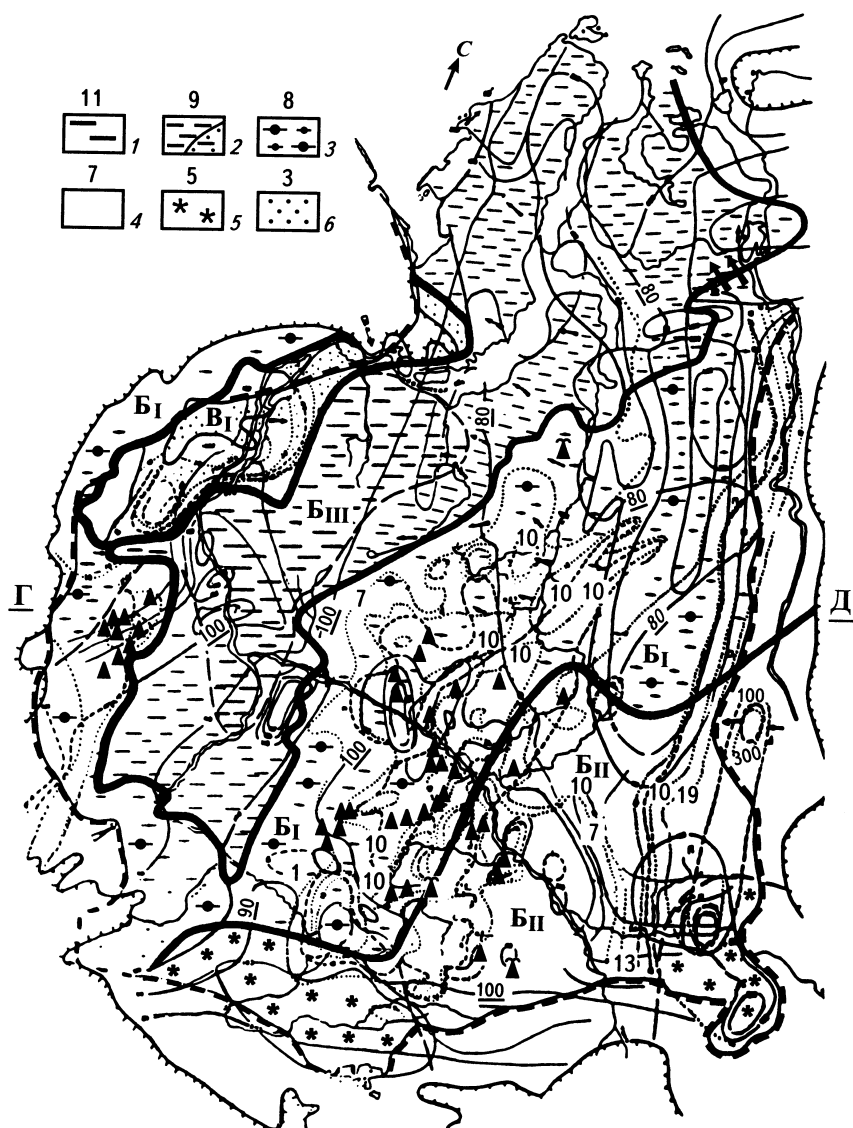
Все коллекторы, кроме относящихся к V классу, представляют промышленную ценность независимо от толщины пласта и режимов разработки. Коллекторы V класса ( $10-1 \text{ фм}^2$ ) могут быть промышленными при продуктивной толщине более 15-10 м, фазовой проницаемости более  $0,1 \text{ фм}^2$ , нефтегазонасыщенности более 50%, и разрабатываются при перепаде давления более 2 МПа (Р.И.Медведский и др.).

От 50 до 100% емкостного пространства рассматриваемых отложений составляют вторичные поры и пустоты с условным диаметром 0,01-0,20 мкм; коэффициент ориентировки для них (соотношение протяженности пор в перпендикулярных направлениях) – 1,1-10; степень сообщаемости пор – 0,4. Коэффициент гидродинамического совершенства ( $K_c$ ), характеризующий эффективность вскрытия пластов-коллекторов, в тюменской свите в среднем не превышает 0,3-0,5.

По сравнению с известными материалами (В.И.Ермаков и др.), в основу которых положены анализы керна, не являющегося представительным в этих толщах, изложенные данные, полученные в результате испытания скважин, позволяют сделать оптимистичный вывод относительно перспектив нефтегазонасыщенности тюменской свиты Западно-Сибирского бассейна и особенно северных районов.

**Келловей-киммериджские отложения** (рис. 15) развиты в восточной и центральной частях Западной Сибири, в Александровском, Усть-Балыкском, Сургутском и Нижне-Вартовском районах, представлены васюганской, сиговской, наунакской, абалакской, георгиевской, тяжинской свитами, верхними горизонтами татарской и вогулкинской толщ.

Васюганская свита в нижней части разреза сложена аргиллитами, в верхней – аркозовыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами общей толщиной 100 м. В центральной, южной и юго-восточной частях региона, в Александровском, Нижневартовском и других районах нижневасюганская подсвита состоит в основном из битуми-



нозных аргиллитов, верхневасюганская – из мелко-среднезернистых кварц-полевошпатовых и аркозовых песчаников, алевролитов и аргиллитов с нефтеносным пластом Ю<sub>1</sub> в верхней части. Венчает разрез георгиевская свита аргиллитов толщиной 15-20 м, которая имеет киммериджский возраст. Нижневасюганская подсвита характеризует морскую обстановку, верхневасюганская и георгиевская свиты – мелководно- и прибрежно-морскую.

В северо-восточной части региона в Усть-Енисейском районе аналогичной по строению верхневасюганской подсвите является сивовская свита оксфорд-раннекиммериджского возраста. Она имеет значительно бóльшую толщину, чем верхневасюганская подсвита и содержит несколько продуктивных горизонтов.

В восточной и юго-восточной частях региона возрастным аналогом васюганской свиты является наунакская свита сходного состава с обильным включением обугленных растительных остатков. В верхних горизонтах ее присутствуют пирит, глауконит, остатки фауны пелеципод. Свита относится к прибрежно-морской и лагунной группам фаций и имеет толщину 40-115 м. Залежи нефти и газа в наунакской свите заключены в зоне ее перехода в васюганскую.

В западной части региона – в Ямальском, Красноленинском, Надымском районах келловей-киммериджские породы принадлежат к абалакской свите. Она сложена алевролитами, аргиллитами толщиной 100 м, образовавшимися в результате некомпенсированного прогибания.

В Шаимском районе развита вогулкинская толща песчаников и ракушечников келловей-волжского возраста, а вокруг сохранившихся от разрушения выступов фундамента и более молодых отложе-

---

**Рис. 15. Седиментационно-динамическая схема верхнеюрских келловей-киммериджских литофациальных комплексов (с коллекторскими свойствами пластов)**

*Обстановки с низкой скоростью осадконакопления: с низкой динамикой среды седиментации (Б<sub>III</sub>): 1 – глубоководно-морской комплекс, битуминозные тонкослоистые породы, 2 – мелководно-морской комплекс, алевроито-глинистые массивные и грубоплитчатые отложения; с переменной динамикой среды переноса и седиментации (Б<sub>I</sub>): 3 – мелководно- и прибрежно-морской комплекс, песчано-алеврито-глинистые, линзовидно-слоистые породы; с высокой динамикой среды переноса и седиментации (Б<sub>II</sub>): 4 – прибрежно-морской и лагунный комплекс, песчано-алеврито-глинистые, линзовидно-слоистые отложения, 5 – континентальный комплекс, песчано-алеврито-глинистые пестроцветные и красноцветные линзовидно- и кослоистые породы; обстановки с переменной скоростью осадконакопления и динамикой среды переноса и седиментации (В<sub>I</sub>): 6 – прибрежно-морской комплекс, песчано-глинисто-ракушечниковые линзовидно-слоистые породы.*  
Остальные условные обозначения см.рис. 14

ний – до начала готеривского века. Она имеет линзовидно-слоистую макротекстуру и прибрежно-континентальный генезис. В ней содержатся залежи углеводородов.

Близ южной и юго-восточной окраин региона возрастным аналогом келловей-киммериджских морских, прибрежно-морских и лагунных отложений являются татарская и тяжинская свиты континентального генезиса. Татарская свита представлена песчаниками, алевролитами, глинами. Условно она сопоставляется с верхней частью тюменской и низами васюганской свит, т.е. имеет бат-келловейский возраст. Тяжинская свита сложена пестрыми глинами, аргиллитами с прослоями песков и песчаников, неравномерно известковистых и содержащих стяжения пирита. Позднеюрский возраст ее определен по данным палинологического анализа. Толщина свит десятки метров, она возрастает близ южной границы, где существовали озеро-лагунные водоемы.

Положительные и отрицательные аномалии открытой пористости пластов-коллекторов повторяют очертания температурного поля и подчеркивают простираие рифтовых зон. В этих зонах на глубинах 2 км в центральной части региона в Вартовском, Сургутском районах сформировались вторично-поровые и вторично-порово-трещинные коллекторы с эффективной пористостью 10-13%, на 3-5% превышающей типичную для данных условий. На глубинах свыше 2,5 км решающим фактором сохранения коллекторов является пониженная температура недр (не выше 70°C). С температурными аномалиями связано насыщение коллекторов флюидами на месторождениях в верхнеюрских отложениях. Газовые месторождения локализуются на северной периферии северо-западной температурной аномалии и на восточной окраине юго-восточной аномалии.

В регионе открытая пористость равна 3-30% (в среднем 13,5-17,0%), максимальная абсолютная проницаемость – 5370 фм<sup>2</sup> (в среднем 30-40 фм<sup>2</sup>). По гидродинамическим данным проницаемость, как правило, выше, и это заставляет считать, что в толщах преобладают вторичные коллекторы порово-трещинного типа, хотя, наряду с ними присутствуют и первично-поровые коллекторы.

Коэффициент гидродинамического совершенства скважин в среднем составляет 0,56.

По сравнению с ниже-среднеюрскими в верхнеюрских келловей-киммериджских породах (васюганская свита, пласт Ю<sub>1</sub>) коллекторы более однородны. В их матрице преобладающими являются

кварц-полевошпатовые разности песчано-алевритовых пород, а параметры меняются неадекватно составу отложений.

### **Волжско-нижеберриасские отложения (рис. 16).**

Волжский ярус, а в Красноленинском районе и нижеберриасский подъярус характеризуются тремя типами разрезов.

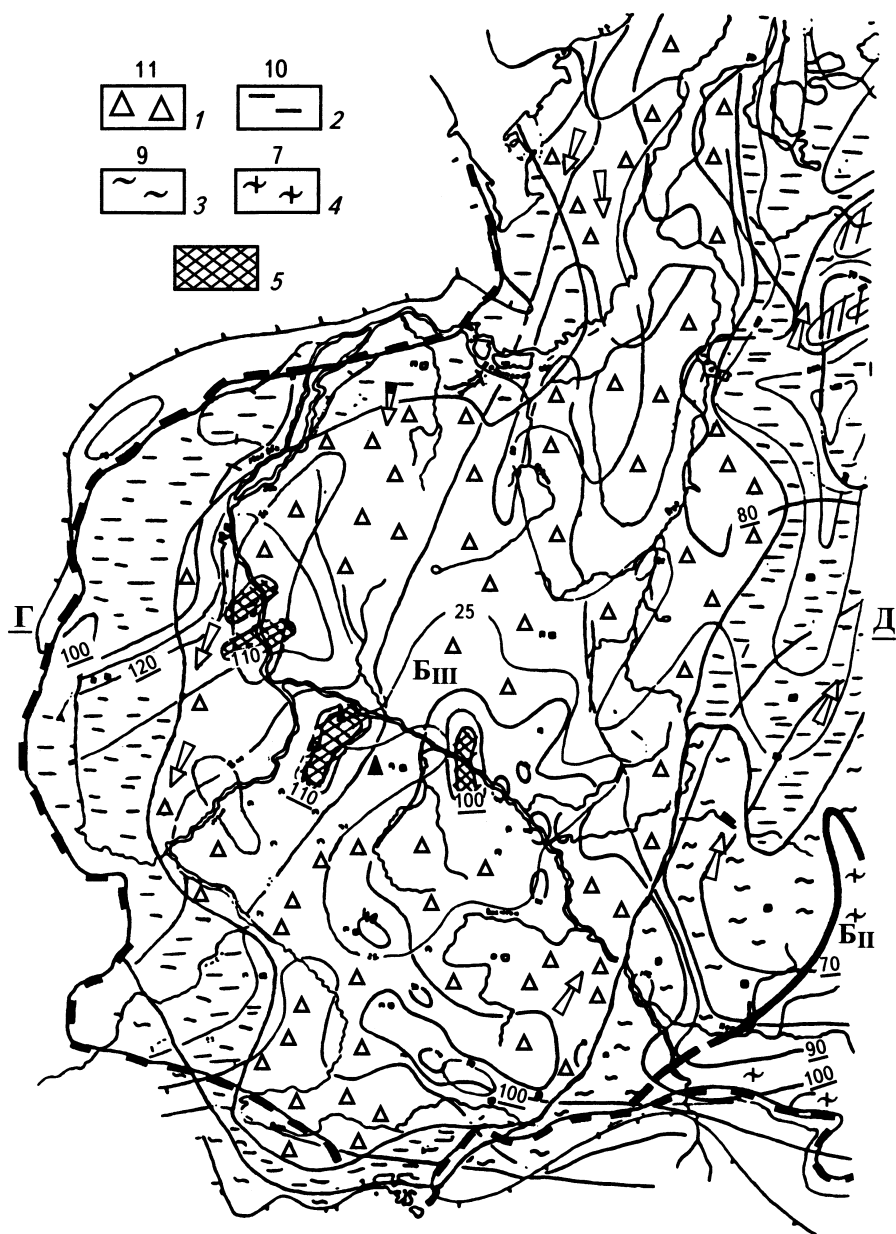
Наиболее распространенный тип соответствует баженовской свите, в которой доминируют глубоководно-морские тонкоплитчатые высокобитуминозные силициты, в различной степени кремнистые и известковистые аргиллиты. Наряду с ними в разрезе присутствуют радиоляриты, кремнистые, кремнисто-известковистые породы с содержанием биогенного кремнезема до 80%. Толщина свиты 50 м. В ней открыты нефтяные месторождения в Красноленинском районе, Широтном Приобье и газоконденсатные залежи на Ямале. Нефть и газоконденсат содержатся в трещиноватых тонкослоистых аргиллитах (пласт Ю<sub>0</sub>) под давлением, превосходящем гидростатическое. Промышленные притоки флюидов получены только на тех участках, где отсутствуют песчаные породы выше и ниже битуминозных аргиллитов, т.е. где весьма затруднена первичная миграция углеводородов.

Второй тип разреза распространен в окраинных частях бассейна (от Салехарда до Тюмени, Омска) и на северо-востоке вдоль р.Енисея. Он представлен мелководно-морскими свитами: яновстанской, верхами марьяновской и лабытнангской. В них преобладают аргиллиты, глины, алевролиты, в том числе кремнистые и известковые, лишь в северо-восточной части региона в верхах яновстанской свиты наряду с ними присутствуют песчаники, содержащие газоконденсатные залежи. Толщина волжско-нижеберриасских отложений этого типа до 400-500 м.

Третий тип разреза локально распространен в юго-восточной и западной частях региона и представлен максимоярской, федоровской, шаймской свитами, которые состоят из линзовидно-слоистых, известковистых, глауконитовых алевролитов и аргиллитов, имеющих скорее всего прибрежно-морской и лагунный генезис.

Битуминозные кремнистые породы баженовской свиты распространены на огромной территории (более 1 млн км<sup>2</sup>). Их толщина контролируется строением фундамента и колеблется от первых до 50 м. Благодаря специфике состава, породы четко выделяются на каротажных диаграммах по аномально-высоким кажущимся сопротивлениям и естественной радиоактивности, являясь выдержанным репером в разрезе осадочного чехла региона. Толща служит основ-





ным отражающим сейсмическим горизонтом Б на глубинах от 0,6 до 4,0 км. Ее породы могут быть покрывками и коллекторами. Органическое вещество (ОВ) относится к сапропелевому типу. Часть его рассеяна в породе, другая образует линзы толщиной 0,01-2 мм, содержание уменьшается вниз по разрезу от глинистых литотипов к микроракушняковым силицитам. Формы ОВ определяются текстурой пород. В Салымском районе содержание ОВ в микрослоистых разностях – 1,88%, в неслоистых – 10,89%, в Сургутском соответственно 12,36 и 10,30%, в Вартовском – 13,17 и 14,07%. Распределение  $S_{орг}$  по площади концентрически-зональное, причем одинаково высокое в центральных районах, что указывает на близкие условия образования и сохранности.

Физические, в том числе коллекторские, свойства пород рассматривались многими исследователями. Проницаемость баженовских пород не превышает  $10^{-2}$ – $10^{-3}$  фм<sup>2</sup>. В сравнении с глинами проницаемость битуминозных пород выше – до 120 фм<sup>2</sup>, составляя в среднем 65 фм<sup>2</sup>, в массивных кремнистых глинах – не более 1-5 фм<sup>2</sup>. Проницаемость битуминозных пород по напластованию на два порядка выше, чем перпендикулярно ему, и равна соответственно  $10^{-4}$ – $10^{-6}$  и  $10^{-6}$  и  $10^{-8}$  фм<sup>2</sup>. Открытая пористость битуминозных пород, определенная методом Преображенского и на “Квантмете-720”, колеблется от 4,5 до 9,5%, что согласуется с результатами, полученными расчетным путем. По другим данным она изменяется от 2 до 16%. Основу емкости составляют пустоты матрицы, развитие которых связано с гидрослюдизацией монтмориллонита. Этот же процесс способствовал образованию преимущественно горизонтальной трещиноватости, обусловившей сообщение пустот в блоках породы и появление путей фильтрации в пласте.

В целом коллекторы пласта Ю<sub>0</sub> характеризуются невысокими значениями открытой пористости. Эффективной она становится благодаря трещиноватости. Высокая пористость обусловлена гори-

---

**Рис. 16. Седиментационно-динамическая схема волжско-нижеберриасовых литофациальных комплексов**

*Обстановки с низкой скоростью осадконакопления: с низкой динамикой среды седиментации (Б<sub>III</sub>): 1 – глубоководно-морской комплекс, битуминозные тонкоплитчатые породы, 2 – морской комплекс, преимущественно глинистые массивные отложения, 3 – мелководно-морской комплекс, алевроито-глинистые, массивные и грубоплитчатые осадки; с высокой динамикой среды седиментации (Б<sub>II</sub>): 4 – прибрежно-морской и лагунный комплекс, песчано-алеврито-глинистые линзовидно-слоистые отложения, 5 – температурные аномалии*  
Остальные условия обозначения см. рис. 14

зонтальной трещиноватостью, в меньшем количестве вертикальной и наклонной, а также существованием поверхностных пустот расслаивания литогенетического и катагенетического характера. Средняя линейная плотность трещин в Салымском районе  $235 \text{ м}^{-1}$ , Краснотенинском – 230, Губкинском – 218, Сургутском – 250, Вартовском – 259, Среднем –  $215 \text{ м}^{-1}$ .

Трещины в породах образуют сложную систему, состоящую из параллельных, кулисообразных, извилистых разветвляющихся микротрещин. Они разбивают породы на блоки размерами  $0,5\text{-}5 \times 0,5\text{-}15 \text{ мм}$  в соответствии с расстоянием между трещинами  $0,1\text{-}0,5 \text{ мм}$ . Ширина (или раскрытие) видимых в шлифах трещин –  $0,01\text{-}0,05 \text{ мм}$ , в раздувах, карманах, кавернах достигает  $0,5\text{--}5 \text{ мм}$ . Трещины заполнены битумоидом (нефтью), аутигенным глинистым, карбонатным, кремнистым веществом, пиритом.

Таким образом, в баженовской свите доминируют вторично-порово-трещинные и трещинные коллекторы.

Высокое содержание ОБ ведет к снижению плотности битуминозных пород, которая изменяется от  $2,00$  до  $2,55 \text{ г/см}^3$  (средняя  $2,32$ ), а в породах кровли и подошвы составляет соответственно  $2,40$  и  $2,43 \text{ г/см}^3$ . С увеличением глубины плотность слабобитуминозных пород закономерно возрастает, а битуминозные породы, наоборот, становятся разуплотненными. Плотность ОБ в баженовской свите изменяется от  $0,92$  до  $1,63 \text{ г/см}^3$  (средняя  $1,30$ ). С учетом этих данных средние расчетные значения открытой пористости составляют  $8\text{-}15\%$ .

При изучении методами точной диагностики в шлифах в породах кроме трещин отмечены характерные мезо- и микротекстуры, сформированные при геохимическом взаимодействии породообразующих компонентов. В образовании мезотекстур главная роль принадлежит ОБ. Его присутствие в породе в виде мелких прослоев и линз создает основу для возникновения параллельно-слоистых, петьчатых, линзовидно-слоистых текстур и приводит к анизотропии прочностных и фильтрационных характеристик коллекторов. Сопротивление пород сдавливанию перпендикулярно напластованию составляет  $5,2\text{-}5,5 \text{ МПа}$ , параллельно напластованию –  $3,8 \text{ МПа}$  (Салымская площадь, скв. 132). Особое значение имеет текстурная неоднородность на микроуровне. Она возникает, когда глинистые минералы и кремнезем обволакиваются ОБ, которое гидрофобизирует их поверхность, значительно снижая сорбционную емкость и повышая коллекторский потенциал. Гидрофобизация повер-

хности минералов предопределила возможность становления коллекторов из пород баженовской свиты. Незначительное преобладание минеральной части над органической, ограниченное количество монтмориллонита в породе привело к ее разрыхлению и образованию коллекторов, а не к улучшению экранирующих свойств пород.

Для баженовских пород характерны высокие значения удельной поверхности пор, что свидетельствует об их извилистости и малом размере. Влияние текстурного облика пород на конфигурацию пор оценивается коэффициентом ориентировки. В коллекторах, обеспечивающих низкую продуктивность скважин, для слоистых текстур он изменяется от 1,100 до 1,135, для массивных – не превышает 1,040. В коллекторах высокопродуктивных скважин его характерные величины составляют 1,446. Размер пор почти одинаков во всех образцах – от 0,02 до 0,06 мм, редко до 0,1 мм. Поры хорошо сообщаются между собой, располагаясь по слоям. В таких участках пористость равна 25-28%, а где сообщаемость пор уменьшается – всего 5%.

Коллекторы баженовской свиты характеризуются резко изменяющейся продуктивностью, по данным испытаний скважин их дебит варьирует в диапазоне от 0,06 до 300 м<sup>3</sup>/сут. В сводовой части Салымской структуры пробуренные скважины характеризуются повышенными дебитами нефти. По мере удаления от свода дебиты скважин уменьшаются сначала до 10-15, а затем до 1-10 м<sup>3</sup>/сут и менее. Наиболее продуктивной является скв. 733, в которой общая пористость пород составляет 7,33, открытая – 4,29, трещинная – 0,09%, проницаемость трещинная по газу – 180 фм<sup>2</sup>, что является полным несоответствием дебиту флюида.

Таким образом, в волжско-нижеберриасских битуминозных отложениях коллекторы (баженовская свита, пласт Ю<sub>0</sub>) имеют кремнисто-карбонатно-глинистый состав и содержат до 20% ОВ. Вторичные поры, пустоты, щелевидные микротрещины и полости выщелачивания присутствуют во всех компонентах пород и в секущих трещинах, выполненных кварцем, кальцитом, гипсом, ярозитом, мелантеритом. Коллектор трещинный и пустотно-трещинный с типичной двухфазной фильтрацией. Коэффициент гидродинамического совершенства скважин в коллекторах баженовской толщи изменяется от 0,2 до 1 и более.

**Верхнеберриас-нижневаланжинские отложения.** В восточной и центральной частях региона в основании разреза залегает куломзинская свита. Она сложена аргиллитами с тонкими прослоями известковистых алевролитов глубоководно-морского генезиса берриас-

ранневаланжинского времени. Выше залегает тарская свита, которая представлена кварц-полевошпатовыми глинисто-известковистыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами. Они имеют линзовидно-слоистую текстуру, прибрежно-морской генезис, толщину 100-200 м. Возраст свиты соответствует концу ранневаланжинского века.

Западнее, в бассейнах рек Кеть и Вах в куломзинской свите аргиллитов, известковистых алевролитов появляются линзы известковистых песчаников с прослоями алевролитов и аргиллитов. Они относятся к ачимовской толще, которая в этом районе имеет берриасский возраст, толщина ее от 50 до 250 м. Этот комплекс пород рассматривается в качестве отложений оснований континентальных палеосклонов. Породы латерально замещаются глубоководными глинами позднеберриас-ранневаланжинского, поздневаланжинского и раннеготеривского возраста. Линзы косослоистых песчаников имеют мозаичное распространение, объединяясь в узкие зоны меридионального простирания, причем по направлению к западу эти зоны становятся более молодыми по возрасту. Коллекторские свойства песчаников ачимовской толщи изменяются в зависимости от типа цемента: глинистого, известковистого, пленочного или базального.

В Широтном Приобье верхнеберриас-нижневаланжинские отложения представлены мегинской свитой. Нижняя подсвита ее сложена аргиллитами, сходными с аргиллитами куломзинской свиты. В ней присутствует вторая полоса ачимовской толщи кварц-полевошпатовых песчаников с прослоями алевролитов и аргиллитов шириной 20-30 км. Верхняя подсвита представлена песчаниками и аргиллитами с ритмично-горизонтальной слоистостью. Песчаники верхнемегинской подсвиты тоже мелко-среднезернистые кварц-полевошпатовые. Они слагают пласты БВ<sub>6</sub>–БВ<sub>15</sub> в Нижневартовском районе, БТ<sub>8</sub>–БТ<sub>18</sub> в Тазовском. Толщина свиты 150-250 м. Она имеет мелководно- и прибрежно-морской генезис.

В Усть-Енисейском районе на размытой поверхности юрских отложений залегает нижнехетская свита, по составу аналогичная мегинской, имеющая ранневаланжинский возраст.

В Красноленинском районе берриас-нижневаланжинские образования относятся к низам фроловской свиты. Она сложена аргиллитами, в том числе битуминозными, с остатками рыб, аммонитов, белемнитов, которые являются глубоководными морскими отложениями. Аналогичные по составу битуминозные аргиллиты в Березовском районе выделены в тутлеймскую свиту ранневаланжинского возраста, а в Шаимском районе они отнесены к мулымьинской сви-

те и имеют более широкий возрастной диапазон – от ранневолжского до готеривского.

В целом верхнеберриас-нижневаланжинские отложения имеют отчетливую субмеридиональную литофациальную зональность. Зона максимальной толщины (300-400 м) протягивается узкой полосой в направлении с юго-юго-запада на северо-восток через Нижневартовский и Тазовский районы в сторону Усть-Енисейского. К востоку от этой полосы толщина отложений постепенно сокращается до 100-200 м, а к западу снижается до 50-70 м в глубоководном желобе, ось которого проходит вдоль восточного ограничения Красноленинского района. В восточной части региона преобладают песчано-алевритно-глинистые линзовидно-слоистые отложения прибрежно-морской обстановки осадконакопления.

Берриас-нижневаланжинские коллекторы представлены аркозовыми, кварц-полевошпатовыми различно отсортированными песчаниками с 20-30% глинисто-кальцитового цемента, значительно уплотненными, со структурами взаимного внедрения зерен и пойкилитовой. В отложениях наряду с первично-поровыми в глубокопогруженных горизонтах присутствуют вторично-порово-трещинные коллекторы IV-V классов.

Коллекторские свойства изменяются в зависимости от типа и состава цемента: пленочного или базального, глинистого или карбонатного. Проницаемость составляет 50-1150  $\text{фм}^2$ , открытая пористость пластов-коллекторов купольной части Нижневартовского свода изменяется от 16,2 до 22,2% (средняя 19,4%), а в погруженной – от 11 до 19,9% (средняя 15,4%). Аналогичный характер имеют изменения коллекторских характеристик на Сургутском своде; в сводовой части пористость колеблется от 18 до 24% (средняя 19,1%), в погруженной – 13,4-20,5% (средняя 16,9%).

При близких термобарических условиях различия в коллекторских характеристиках обусловлены неодинаковой песчанистостью, содержанием глинистого и известковистого цемента. На величину пористости оказывают значительное влияние постседиментационные изменения: перекристаллизация цемента, образование структур внедрения, отложение кальцита, регенерация кварца, их растворение, перекристаллизация глинистых минералов с образованием вторичных емкостей. Это приводит к потере корреляции между пористостью и количеством глинистого и карбонатного цемента.

**Верхневаланжинские отложения** (рис. 17). В Красноленинском и в Шаимском районах верхневаланжинские отложения входят в сос-

тав верхней части фроловской свиты берриасского возраста, ахской свиты – берриас-готеривского, алясовской свиты – валанжин-барремского возраста. Они представлены глинами, аргиллитами с линзами алевролитов и алевроитов. Восточнее, близ устья Иртыша, наряду с ними встречаются клиноформные и фондоформные линзовидные тела песчаников ачимовской толщи, которая имеет здесь поздневаланжинский возраст. Общая толщина свит 50-100 м, она возрастает в восточном направлении. Глинистые и алевроито-глинистые толщи поздневаланжинского возраста имеют глубокоководно- и мелкоководно-морской генезис. В Сургутском, Усть-Балыкском, Вартовском, Уренгойском, Александровском и Тазовском районах широко распространена вартовская свита, нижняя часть которой является верхневаланжинской. Она сложена песчаниками, песками, алевролитами, аргиллитами, глинами с ритмично-слоистой текстурой мелкоководно-морского и прибрежно-морского генезиса. Толщина пород возрастает близ Уренгоя, где они относятся к усть-тазовской серии, и составляет 300-400 м. Песчаники нижневартовской подсвиты образуют нефтегазоносные пласты: в Сургутском районе – БС<sub>10</sub>–БС<sub>16</sub>, в Пурпейском – БП<sub>7</sub>–БП<sub>11</sub>, в Уренгойском – БУ<sub>10</sub>–БУ<sub>16</sub>, в Тазовском – БТ<sub>3</sub>–БТ<sub>7</sub>. В северной и северо-восточной частях района одновозрастной и аналогичной по составу нижневартовской подсвите являются нижняя часть суходудинской свиты с продуктивными пластами СД<sub>6</sub>–СД<sub>11</sub> и низы новопортовской толщи с пластами НП<sub>8</sub>–НП<sub>12</sub>. В южной и юго-восточной частях региона к верхневаланжинским отложениям относятся низы киялинской и средняя часть илекской свит песчаников, алевролитов, аргиллитов, глин, линзовидно-слоистых, пестроцветных прибрежно-морского, прибрежно-континентального, лагунного и континентального, озеро-аллювиального генезиса.

В целом верхневаланжинские отложения, как и нижневаланжинские, имеют субмеридиональную литофациальную зональность. Отличие состоит в смещении береговых линий, обстановок седиментации и оси бассейна на запад, в развитии прибрежных фаций в северо-западной части региона в результате появления области сноса материала со стороны Шучинского выступа. В результате глубоко-водная зона бассейна разделилась на две части – Нижнеобскую и Ямальскую. Зона максимальной толщины осадков (300-350 м) протягивается восточнее – из Сургутского в Уренгойский район и далее на север Западной Сибири.

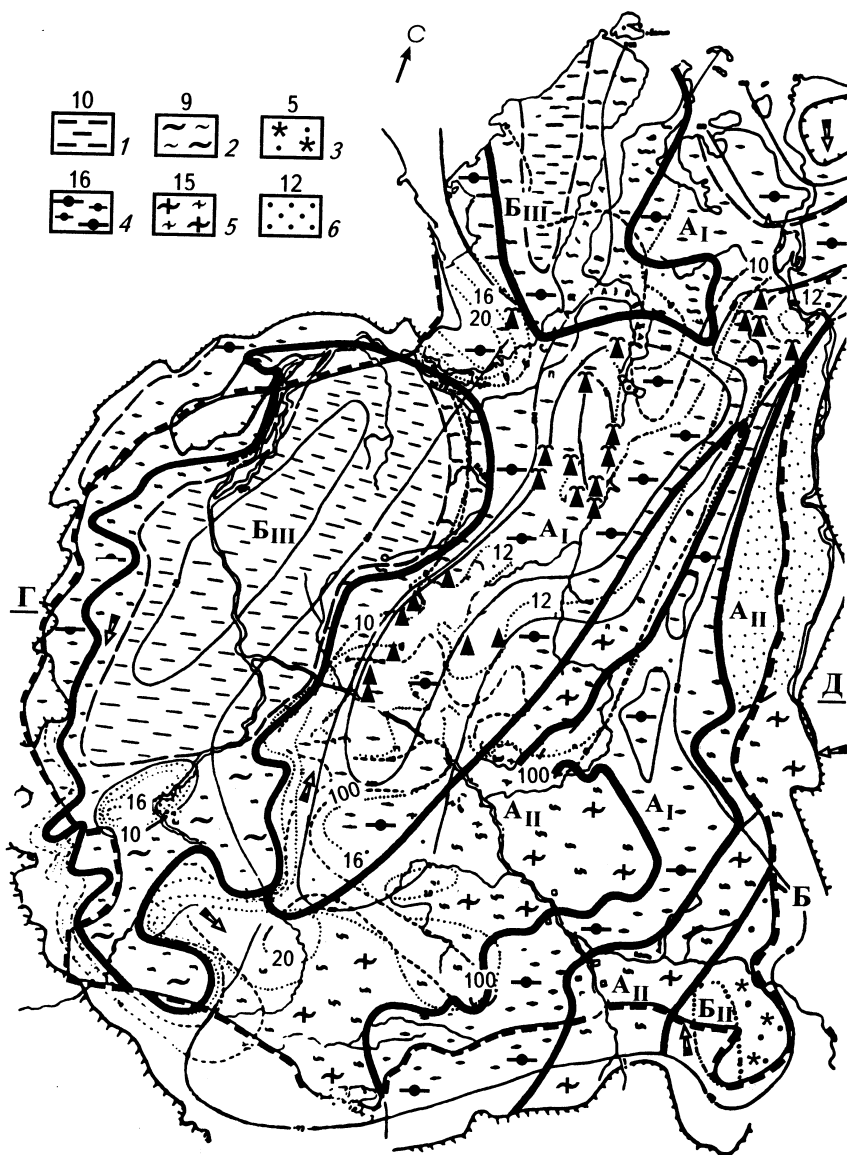


Рис. 17. Седиментационно-динамическая схема вехневаланжинских литофациальных комплексов (с коллекторскими свойствами пластов)

*Обстановки с низкой скоростью осадконакопления: с низкой динамикой среды седиментации (БIII): 1 – морской комплекс, преимущественно глинистые массивные и грубоплиточные отложения, 2 – мелководно-морской комплекс, алевроито-глинистые массивные и грубослоистые отложения; с высокой динамикой среды седиментации (БII): 3 – континентальный комплекс, песчано-алеврито-глинистые пестроцветные и красноцветные линзовидно-слоистые*



Толщина глубоководных глинистых толщ 40-70 м. Содержание  $C_{орг}$  в битуминозных аргиллитах достигает 3-4%, в мегинской и нижнехетской свитах оно снижается до 0,3-0,6%, степень катагенеза ОВ варьирует от позднебуроугольной до длиннопламенной стадии. Основные скопления углеводородов сосредоточены в мелководно-и прибрежно-морском песчано-глинистых ритмично-слоистых комплексах фаций. Нефтеносна и ачимовская толща (см. рис. 17, А<sub>1</sub>).

Верхневаланжинские отложения имеют высокие фильтрационно-емкостные свойства. Поля повышенных значений открытой эффективной пористости и абсолютной проницаемости совпадают со строением фундамента, с простираем Уренгойского грабен-рифта, температурных (на срезе 3,0 км) и магнитных аномалий, располагаются в зонах средних величин гравитационного поля. В междуречье Пур-Таз и на левобережье среднего течения р.Оби участки с повышенной пористостью наблюдаются в зонах с относительно пониженной температурой недр. В районах Широного Приобья зоны коллекторов с повышенной пористостью тяготеют к градиенту температурных аномалий.

В зонах с повышенными коллекторскими характеристиками преобладают значения эффективной пористости, равные 20%, открытой пористости – до 25%, абсолютной проницаемости – от 1 до 180 фм<sup>2</sup>. В исследованных образцах проницаемость по керну в 2-3 раза ниже, чем по гидродинамическим данным. Это свидетельствует о наличии в пластах эффективных трещин с раскрытостью 20 мкм. В глубокопогруженных горизонтах Уренгойского района средние величины открытой пористости в интервале от 3420 до 2800 м возрастают от 13,0 до 14%. Проницаемость по гидродинамическим данным в 5-10 раз выше, чем по результатам измерений в образцах.

В берриас-валанжинских пластах, близких по составу, но залегающих ближе к земной поверхности (мегинская свита, пласты БВ<sub>10</sub>-БВ<sub>15</sub>, БТ<sub>10</sub>-БТ<sub>18</sub>), проницаемость составляет 50-1150 фм<sup>2</sup>, открытая пористость – 17,4%. Коллекторские свойства различаются в зависимости от структурного положения толщ. На Вартовском сво-

---

породы; *обстановки с высокой скоростью осадконакопления: с переменной динамикой среды переноса и седиментации (А<sub>1</sub>):* 4 – мелководно- и прибрежно-морской комплекс, песчано-глинистые горизонтально- и косослоистые отложения; *с высокой динамикой среды переноса и седиментации (А<sub>II</sub>):* 5 – прибрежно-морской комплекс, песчано-алеврито-глинистые породы с 40-80% песчаников, линзовидно-слоистые отложения, 6 – прибрежно-континентальный комплекс, алеврито-песчаные массивные и косослоистые осадки. Остальные условные обозначения см. рис. 14.

де в купольной части открытая пористость изменяется в пределах 16,2-22,2%, на погружениях – от 11 до 19,9%, составляя в среднем соответственно 19,4 и 15,4%.

Коэффициент гидродинамического совершенства скважин изменяется от 0,6 до 0,9.

**Нижнеготеривские отложения** \* (рис. 18). В Широтном Приобье и в Надым-Тазовском междуречье к низам готеривского яруса относятся верхи нижней подсвиты вартовской свиты вплоть до пимской пачки глинистых пород толщиной 20-40 м. Подсвита сложена в основном песчаниками, алевролитами, аргиллитами, глинами. Они имеют горизонтальную слоистость и мелководно-морской и прибрежно-морской генезис. Толщина подсвиты от 200-250 м в Широтном Приобье до 500-600 м в Тазовском районе. На Ямальском п-ове этому возрастному диапазону соответствует часть новопортовской толщи, в Усть-Енисейском районе – часть суходудинской свиты; в западной части региона – частично фроловская, ахская свиты алевролитов и глинистых пород мелководно-морского генезиса, а в Сибирском Приуралье – нижние горизонты алясовской свиты, чуэльская пачка. Они представлены тонкоотмученными слабобитуминозными глубоководно-морскими глинами. Толщина пачки не превышает 100 м. В юго-восточной части региона нижнеготеривские отложения представлены горизонтами киялинской и илекской свит, которые сложены песчаниками, алевролитами, глинами, аргиллитами линзовидно-слоистой текстуры, пестрых и красных тонов окраски. Они отражают прибрежно-морскую, лагунную и прибрежно-континентальную обстановки седиментации. Толщина свит 100-200 м.

Таким образом, нижнеготеривские отложения имеют субмеридиональную зональность обстановок седиментации, подобную рассмотренной в валанжинских отложениях. Отличие заключается в расширении и смещении на запад мелководно- и прибрежно-морских (шельфовых) осадков, которые образовались в результате сноса материала с востока и увеличения площади аналогичных отложений на Южном Ямале за счет усиления выноса песчано-алевритового материала с запада.

Характерной чертой нижнеготеривских отложений является резкое увеличение их толщин в области компенсированного прогибания до 500-600 м. К юго-юго-западу и северо-востоку они сокра-

---

\* Включают в ряде районов и часть верхневаланжинских.

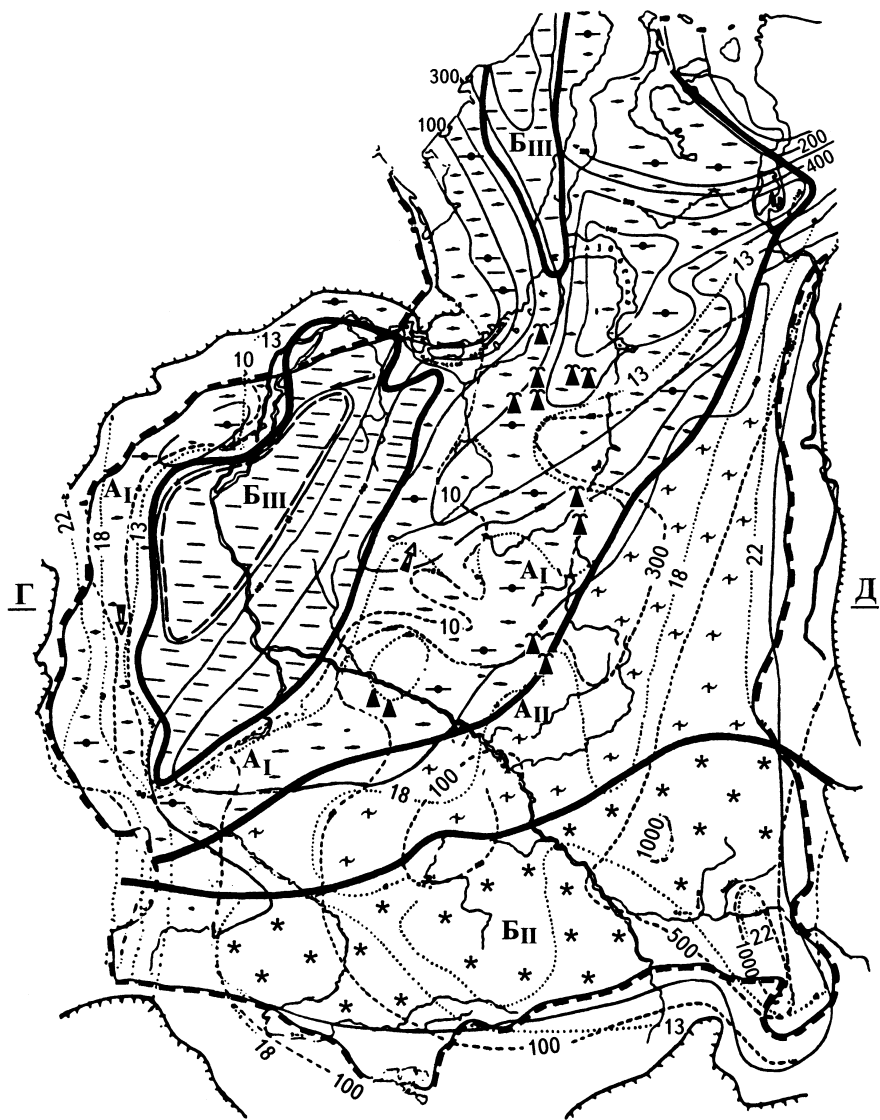


Рис. 18. Седиментационно-динамическая схема верхневаланжинско-нижнетервиковских литофациальных комплексов (с коллекторскими свойствами пластов).

Условные обозначения см. рис. 14 и 17

щаются до 200-250 м. Песчано-глинистая толща на большей части своего распространения в Надым-Тазовском междуречье, где присутствует региональный глинистый флюидоупор – пимская пачка,

является продуктивной и представляет самостоятельный региональный нефтегазоносный комплекс. Нижнеготеривские отложения содержат продуктивные нефтегазоносные пласты: БС<sub>1</sub>-БС<sub>9</sub> в Сургутском, БУ<sub>1</sub>-БУ<sub>9</sub> в Уренгойском, БН<sub>6</sub>-БН<sub>16</sub> в Надымском, БП<sub>3</sub>-БП<sub>6</sub> в Пурпейском, БТ<sub>1</sub>-БТ<sub>2</sub> и АТ<sub>11</sub>-АТ<sub>15</sub> в Тазовском, НП<sub>1</sub>-НП<sub>7</sub> в Ямальском, СД<sub>1</sub>-СД<sub>5</sub> в Усть-Енисейском районах.

Коллекторские свойства пластов понижаются к центру бассейна.

В наиболее погруженных отложениях северной и центральной частей региона и в районах Широного Приобья участки развития коллекторов с повышенными свойствами совпадают с зонами увеличения температур на срезе 3,0 км. Средние величины открытой пористости в наиболее погруженной северной части региона составляют 13,1% на глубине около 3,0 км и свыше 17% на глубине 2,5 км. В Широном Приобье они несколько выше – 19,8-26,5%, а максимальные значения достигают 33,4%. Разница между открытой и эффективной пористостью составляет 5,6%. Средние величины проницаемости на севере меняются от 10 до 65 фм<sup>2</sup>, в Широном Приобье – от 100 до 1100 фм<sup>2</sup>, максимальные – 3500 фм<sup>2</sup>. Значения проницаемости, замеренные по керну, ниже, чем по гидродинамическим данным в северных регионах в 1,5-8 раз, в Широном Приобье – в 2-4 раза. Это позволяет утверждать, что в толще и здесь преобладают наряду с первично-поровыми порово-трещинные коллекторы.

Коэффициент гидродинамического совершенства скважин близок к 1.

**Верхнеготерив-барремские отложения**\* (рис. 19) в Красноленинском районе представлены верхними горизонтами фроловской свиты берриас-готеривского возраста. Она сложена глинами, аргиллитами, вверху алевротитистыми полосчатыми с линзовидными зонами алевролитов, песчаников, глинистых известняков и сидеритов с остатками фораминифер, пелеципод, рыб. Породы имеют мелководно-морской генезис.

К западу и к востоку от полосы глин (в Шаимском, Вартовском, Сургутском, Усть-Балыкском, Уренгойском, Тазовском районах) развиты леушинская свита и верхняя подсвита вартовской свиты. Они представлены песчаниками, глинами, аргиллитами, алевролитами ритмично- и горизонтально-слоистыми, отражающими мелко-водно-прибрежно-морскую и прибрежно-континентальную обстановки седиментации. В Ямальском районе распространена таноп-

---

\* Включают часто и низы аптского яруса.

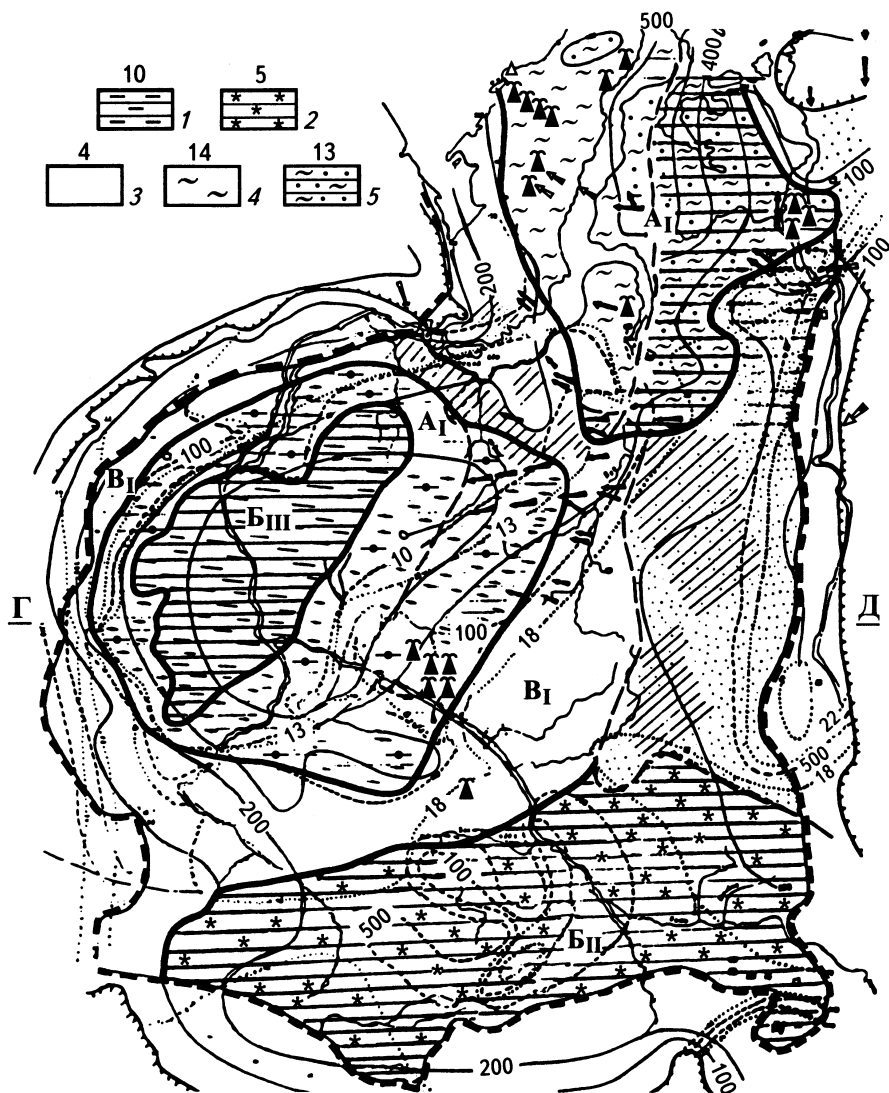


Рис. 19. Седиментационно-динамическая схема верхнегортив-нижеаптских литофациальных комплексов (с коллекторскими свойствами пластов)

*Обстановки с низкой скоростью осадконакопления: с низкой динамикой среды седиментации (B<sub>III</sub>): 1 – морской комплекс, преимущественно глинистые массивные и грубоплитчатые отложения; с высокой динамикой среды седиментации (B<sub>II</sub>): 2 – континентальный комплекс, песчано-алеврито-глинистые пестроцветные и красноцветные линзовидно-слоистые породы; обстановки с переменной скоростью осадконакопления и динамикой среды переноса и седи-*

чинская свита, которая сложена песчанками, песками, алевролитами, аргиллитами, бурыми углями с ритмичной горизонтальной слоистостью, прибрежно-континентального генезиса. На западном побережье Енисейского залива развита суходудинская свита песчаников, алевролитов, аргиллитов, глин, обычно линзовидно-слоистых, характеризующих прибрежно-континентальную обстановку седиментогенеза. Толщина верхнеготерив-барремских отложений в бассейне нижнего течения р.Оби, в Ямальском и Гыданском районах до 400-500 м. В этих отложениях широко распространены продуктивные пласты, содержащие углеводороды, в том числе пласты АВ<sub>1</sub>-АВ<sub>8</sub> в Нижневартовском, АС<sub>4</sub>-АС<sub>12</sub> в Сургутском, ТП<sub>17</sub>-ТП<sub>26</sub> в Ямальском, БН<sub>1</sub>-БН<sub>5</sub> в Надымском, СД<sub>1</sub>-СД<sub>4</sub> в Усть-Енисейском районах.

Верхнеготерив-барремские нефтегазоносные толщи коллекторов разделены на две части: северную и центральную совместно с южной субширотной зоной размыва вышележащих нижнеаптских глин, где залежи углеводородов отсутствуют. Основные скопления нефти содержатся в вартовской свите, а жирных газов – в танопчинской. Горизонтальная слоистость в этих толщах создала благоприятную обстановку для формирования многопластовых месторождений. Песчаные пласты имеют сложное строение, содержат линзовидные прослои глин и алевролитов. Толщина их в танопчинской свите 30-50 м, а разделяющих их флюидоупоров 10-20 м. Глинистые пачки имеют мощность 10-30 м.

Толщи отличаются высокими коллекторскими свойствами. Поля с повышенными их параметрами сформировались на периферии участков, характеризующихся более высокими температурами. Средние значения открытой пористости в северных глубокопогруженных районах составляют 18-20%, проницаемости – 25-250 фм<sup>2</sup>. В аналогичных по составу и фациальному облику породах центральной части региона открытая пористость – 20,6-26,9% (максимальная – 32-34,3%), проницаемость – 70-450 фм<sup>2</sup> (максимальная – 7500-7600 фм<sup>2</sup>), причем по гидродинамическим данным чаще прони-

---

ментации (*B<sub>1</sub>*): 3 – морской комплекс континентальных и шельфовых склонов, песчано-алеврито-глинистые – линзовидно- и косослоистые отложения; *обстановки с высокой скоростью осадконакопления и переменной динамикой среды переноса и седиментации (A<sub>1</sub>)*: 4 – прибрежно-морской и континентальный комплекс, песчано-алеврито-глинистые угленосные горизонтально- и линзовидно-слоистые осадки; 5 – прибрежно-континентальный комплекс, песчано-алеврито-глинистые угленосные линзовидно-слоистые осадки. Остальные условные обозначения см.рис. 14 и 17.

цаемость в 1,1-2,2 раза выше, чем по результатам анализов керна, но в отдельных случаях она составляет 0,9 от данных по керну. В отложениях преобладают первично-поровые и порово-трещинные коллекторы.

**Аптские отложения.** Нижние слои их представлены кошайской, алымской, нейтинской пачками глин и аргиллитов с прослоями алевролитов общей толщиной 20-50 м. На них в центральной, восточной и юго-восточной частях района залегает покурская свита. На севере Западной Сибири вместе с вартовской свитой она объединяется в усть-тазовскую серию. Нижние горизонты покурской свиты и средняя часть усть-тазовской серии относятся к аптскому ярусу. Обе границы аптских отложений в усть-тазовской серии и верхняя граница их в покурской свите условны. Аптские толщи сложены горизонтально- и косослоистыми песками, алевролитами, алевроитовыми глинами общей толщиной 250-300 м.

В западной части района на кошайской пачке глин залегает викуловская свита. Она сложена алевролитами и алевроитовыми глинами с горизонтальной и тонкой параллельной слоистостью. В верхней части присутствуют также уплотненные пески и песчаники с известково-глинистым цементом и с обильным растительным детритом на поверхностях напластования, а также углистые глины (0,5 м), желваки сидерита. Эти песчано-алеврито-глинистые породы имеют прибрежно-морской генезис.

В Ямальском районе аптские отложения представлены верхней частью танопчинской свиты песчаников с глинистым цементом, алевролитов, глин и бурых углей, ритмично чередующихся в разрезе. Свита отражает прибрежно-континентальную обстановку седиментации.

В Усть-Енисейском районе к аптскому ярусу относится нижняя часть яковлевской свиты. Она сложена глинами, алевролитами, мелкозернистыми песками, песчаниками, бурыми углями (до 3 м). Характерны обугленные растительные остатки, обломки древесины, галька и гравий кварцевого, кремнистого и песчанистого состава. Свита имеет в основном линзовидно-слоистую текстуру и отражает прибрежно-континентальные условия образования. Максимальная ее толщина в Ямальском и Усть-Енисейском районах – 400-500 м, в бассейне р. Надым – 300 м, в верховьях р. Таз – 200 м, на окраинах региона – 100 м.

Отложения являются преимущественно газоносными. Основные скопления связаны с верхней частью танопчинской свиты, зале-

жи нефти известны в викуловской свите Красноленинского района, но они малодебитны вследствие низких коллекторских свойств резервуаров. Открытая пористость песков – 2-30%, эффективная – 14-17%. проницаемость – до 200 фм<sup>2</sup>. Преобладают первично-поровые коллекторы.

Коллекторские толщи в прибортовой части бассейна относятся к I классу проницаемости. В западной части региона качество коллекторов снижается постепенно по направлению к Ханты-Мансийской впадине, где преобладают коллекторы IV класса. В Ямальском районе в таноппинской свите, которая является аналогом леушинской и викуловской свит, наиболее распространены коллекторы III-IV классов.

**Альб-сеноманские отложения** (рис. 20) в Западно-Сибирском регионе имеют различную литолого-фациальную характеристику к западу и к востоку от меридиональной границы, проходящей через бассейн р.Надым.

В западной части альб-сеноманская толща имеет трехчленное строение. Нижние горизонты представлены нижнехантымансийской подсвитой, которая сложена глинами с линзами алевроитов, прослоями известняков и сидеритов толщиной 60-180 м, средние – верхнехантымансийской подсвитой горизонтально-слоистых алевроитов, глин и уплотненных песков толщиной 100-120 м. Нижние и средние горизонты отражают мелководно- и прибрежно-морскую обстановку седиментации. Верхние слои входят в состав уватской свиты, сходной по литологической характеристике с викуловской и состоящей из кварц-полевошпатовых песков с преобладающим каолинитовым цементом, алевроитов, алевроитовых и углистых глин с прослоями известняков, сидеритов.

В Ямальском районе в разрезе возрастает доля песков. Осадки накопились в опресненном мелководном морском бассейне. Большую роль здесь играют породы, отражающие дельтовую и аллювиальную обстановки осадконакопления. Глины нижнехантымансийской подсвиты представляют региональный флюидоупор, разделяющий аптские и верхнеальб-сеноманские проницаемые породы.

Отложения, развитые восточнее, входят в состав покурской свиты апт-сеноманского возраста. Им соответствуют средние и верхние горизонты этой свиты, сложенные кварц-полевошпатовыми песками, песчаниками, алевроитами, алевроитовыми глинами. Толщина песчано-алевритовых пачек 30-40 м. Вблизи западной границы зоны количество алевроитовых глин возрастает, они содержат фауну



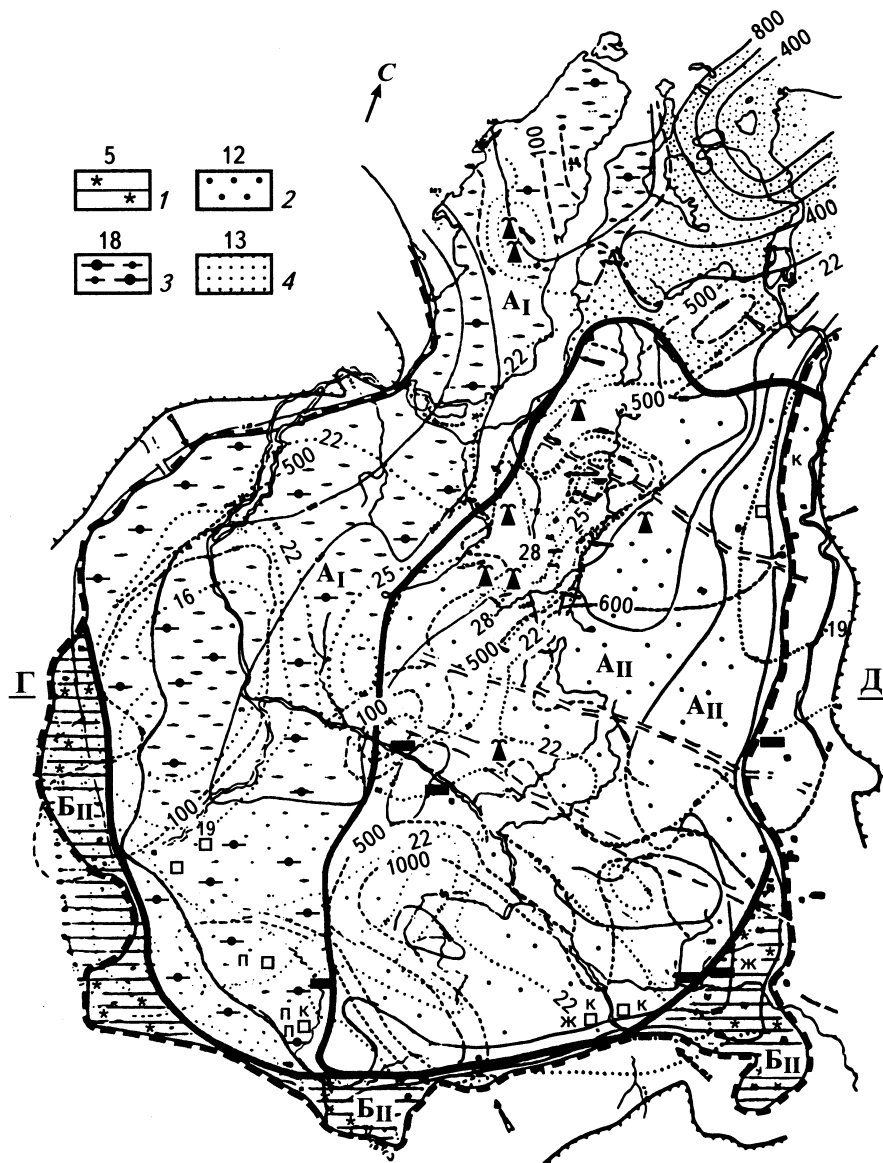


Рис. 20. Седиментационно-динамическая схема альб-сеноманских литофациальных комплексов (с коллекторскими свойствами пластов)

Обстановки с низкой скоростью осадконакопления и с высокой динамикой среды переноса и седиментации (Б<sub>II</sub>): 1 – континентальный комплекс, песчано-алеврито-глинистые пестроцветные и красноцветные линзовидно-слоистые породы; обстановки с высокой скоростью осад-

фораминифер и аналогичны по составу глинам хантымансийской свиты. Альб-сеноманские отложения восточной части региона образовались в условиях низменной аккумулятивной равнины и отражают прибрежно-континентальную и континентальную обстановки седиментации. В Усть-Енисейском районе альб-сеноманские отложения представлены верхней частью яковлевской и долганской свит. Верхняя часть яковлевской свиты сложена алевроитами, глинами, песками, песчаниками, бурыми углями. Долганская свита по составу близка к уватской, а по сравнению с яковлевской содержит более мощные песчаные тела. Во всех песчано-глинистых свитах присутствуют многочисленные растительные остатки, обломки древесины, гнезда глауконита, конкреции сидерита, пирита и зерна янтаря. Толщи имеют линзовидно-слоистую текстуру и отражают в основном континентальную обстановку осадконакопления.

Вместе с аптскими песками альб-сеноманские песчано-глинистые породы образуют единую толщу коллекторов (массивный резервуар), толщина которой в Среднем Приобье составляет 700-800 м, на севере Западно-Сибирского региона (в Уренгойском, Тазовском районах) – 1000-1300 м (см. рис. 1-2).

Верхнеальб-сеноманские коллекторские толщи существуют в ЗСНГБ практически повсеместно, но они являются нефтегазосодержащими в средней части разреза на площади развития верхнеальбских флюидоупоров. Там, где глинистые слои отсутствуют, верхние горизонты сеноманских песков под турон-палеоценовой покрывкой служат коллекторами, вмещающими массивные газовые залежи, их проницаемость по гидродинамическим данным значительно выше, чем по керну. Участки развития коллекторов с высокими свойствами тяготеют к рифтовым зонам в фундаменте, их простирание совпадает с направлением Уренгойской рифтовой системы. Тектонические условия играют основную роль в распределении зон аккумуляции коллекторов, содержащих углеводороды.

Средние значения открытой пористости в коллекторских толщах составляют 26,5-34% (максимальные 49%), в Тазовском районе – понижаются до 23,3%. Средние значения проницаемости – от

---

*конакопления: с высокой динамикой среды переноса и седиментации ( $A_{II}$ ): 2 – прибрежно-континентальный комплекс, алевроито-песчаные отложения, линзовидно- и косослоистые; переменной динамикой среды переноса и седиментации ( $A_I$ ): 3 – мелководно- и прибрежно-морской и континентальный комплекс, песчано-алевритовые угленосные горизонтально-тонкослоистые породы; 4 – прибрежно-континентальный комплекс, песчано-алеврито-глинистые угленосные линзовидно-слоистые отложения. Остальные условные обозначения см. рис. 14.*

300 до 1050  $\text{фм}^2$ , максимальные – 15000  $\text{фм}^2$ , а в южной части региона – 27000  $\text{фм}^2$ . В центральной и северной частях региона преобладают коллекторы II-III классов, а на Уренгойском, Губкинском, Комсомольском месторождениях – I класса. Коллекторские характеристики сеноманских отложений по результатам исследований керна и гидродинамическим данным резко различаются, что объясняется отсутствием в выбуренном керне распространенных в разрезе рыхлых разностей.

Следовательно, в верхнеальб-сеноманских отложениях широко распространены наряду с первично-поровыми порово-трещинные и дезинтегрированные коллекторы. Изменения пористости и проницаемости подчиняются разным закономерностям, особенно в южной части региона. Здесь аномалии пористости и проницаемости одних и тех же коллекторских толщ не совпадают по конфигурации. Ориентировка аномалий эффективной и открытой пористости совпадает с простиранием Уренгой-Колтогорской рифтовой системы, а проницаемости, очевидно, с наиболее молодыми зонами трещиноватости широтной ориентировки (см. рис. 20).

**Турон-палеогеновые отложения** представлены дербышинской серией. В низах ее повсеместно выделяется кузнецовская свита, сложенная слабо алевроитистыми и опоковидными глауконитсодержащими глинами. В северо-восточных районах среди глин появляются песчаники. Возраст свиты туронской, толщина ее 30-100 м. В Тазовском районе в средней части разреза кузнецовской свиты присутствует пачка опоковидных глин, которые к востоку замещаются песчаниками газалинской свиты. Здесь кровля кузнецовской свиты проводится по подошве песчаников газалинской свиты туронского возраста толщиной 20-100 м. В Усть-Енисейском районе кузнецовская свита названа дорожковской, а газалинская – мессояхской. Выше кузнецовской и газалинской свит выделяется березовская, имеющая двучленное строение. Нижнеберезовская подсвита представлена глинами, опоками, опоковидными глинами и кремнистыми аргиллитами, верхнеберезовская – сложена глинами, редко опоковидными глинами. В северном и восточном направлениях толщина свиты увеличивается и достигает 200-500 м, возраст ее раннетуронский-кампанский. В Усть-Енисейском районе верхнеберезовской подсвите соответствует салпадинская свита, сложенная глинами.

Более молодой в разрезе турон-палеогеновых отложений является ганькинская свита глин маастрихт-датского возраста толщиной 15-400 м, которые в восточном направлении замещаются песками и

алевролитами, объединяемыми в танамскую свиту. На ганькинской свите залегает талицкая свита глин, толщина которой увеличивается к северу от 100 до 300 м. В том же направлении верхняя часть ее опесчанивается и выделяется в тибейсалинскую свиту. Верхние горизонты талицкой и тибейсалинской свит являются изохронными и имеют палеоценовый возраст. Их перекрывает люлинворнская свита глин морского генезиса олигоценового возраста. Выше в Среднем Приобье залегает олигоцен-эоценовая чеганская свита морских глин.

Турон-олигоценовые отложения представляют флюидоупор верхнемелового нефтегазоносного комплекса с уникальными свойствами толщиной до 800 м. Коллекторские толщи, распространенные на северо-востоке региона, содержат залежи углеводородов и по своим характеристикам не отличаются от верхнеальб-сеноманских.

Таким образом, специфика состава юрско-меловых коллекторских толщ Западной Сибири заключается в преобладании кварц-полевошпатовых и аркозовых и присутствии литокластических песчано-алевритовых коллекторов, которые относятся к первично- и вторично-поровым, порово-трещинным и трещинным. Их литологический коэффициент колеблется в основном от 0,5 до 2.

Особенность нижних горизонтов (юрско-валанжинских толщ песчано-алевритовых коллекторов) заключается в большем совпадении их свойств с изменениями пластовых температур и давлений, чем с литофациальными характеристиками. Аналитические значения их параметров не соответствуют фактическим величинам проницаемости и продуктивности пластов. Проницаемость по гидродинамическим данным зачастую в 3-20 раз превышает ее значения по керну и тесно связана с продуктивностью скважин (коэффициенты корреляции  $K_k - 0,6-0,8$ , а с удельной продуктивностью – 0,98). Связь пористости с продуктивностью в таких коллекторах весьма низка.

Значительная часть исследованных пластов (40%) и особенно залегающих на глубине более 2,5 км (60%) отличается нелинейной фильтрацией, т.е. неадекватным увеличением или уменьшением притока дебитов при создании возрастающего градиента давления в скважинах. Фильтрационные свойства коллекторов определяются трещиноватостью или совместным влиянием пор и трещин. Раскрытость их от 3 до 300 мкм и более.

Коэффициент гидродинамического совершенства ( $K_c$ ) возрастает от 0,3-0,5 в ниже-среднеюрских коллекторских толщах до 0,56 – в верхнеюрских.

Верхние горизонты коллекторской системы (готерив-сеноманские толщи песчано-алевритовых коллекторов) характеризуются взаимообусловленной связью их состава, формы, размера компонентов матрицы с конфигурацией и величиной поровых каналов и со свойствами коллекторов.

Детальные исследования показывают, что при однотипном увеличении количества аутигенных минералов в порах корреляция их с коллекторскими свойствами меняет знак. Прослеживается прямая, затем обратная зависимость и снова прямая. Это подтверждает синусоидальный характер изменения матрицы, обусловленный присутствием в разрезе зон разуплотнения, которые следует далее рассмотреть.

Типичное резкое несоответствие аналитических параметров коллекторов и продуктивности скважин свидетельствует о большей роли трещиноватости и дезинтеграции матрицы коллекторов при разведке залежей, чем принято считать ( $K_c$  близок к 1).

Отмечая связь свойств матрицы песчано-алевритовых и кремнисто-карбонатно-глинистых коллекторов с составом пород, необходимо учитывать важную роль в изменении свойств различий в глубинных условиях залегания, связанных с уплотнением, воздействием изменений температуры и давления в недрах.

### 3.2. Зоны разуплотнения и уплотнения

Общее изменение пористости пород Западно-Сибирского нефтегазового бассейна в разрезе и по латерали тесно связано с их плотностью. Изолинии пористости и плотности имеют одинаковую конфигурацию и обусловлены одними закономерностями размещения. С увеличением глубины погружения пород в недра Земли наблюдается тенденция уплотнения, уменьшения их пористости и возрастания плотности, что сопровождается понижением проницаемости. В интервале 3,5-4 км свойства коллекторов мало отличаются от предельно низких значений и это существенно снижает эффективность геофизических исследований скважин, вскрытия и опробования пластов.

Градиент снижения пористости и увеличения плотности толщ с глубиной в Западной Сибири выше, чем в других регионах. Это обусловлено высокой интенсивностью катагенетических и наложенных на них изменений и гравитационного воздействия. Темп снижения коллекторских свойств пород в различных районах неодинаков. Пористость достигает максимальных величин в восточной части региона, несколько ниже она в западной и значительно убывает к центральной части, что связывают с уплотнением пород при погрузении.

Изменение с глубиной и по латерали максимальных, среднестатистических и модальных значений свойств коллекторов, близких по вещественному составу, происходит неравномерно, сопровождается ступенями и имеет вид неправильной затухающей синусоиды (рис. 21-25). Их анализ, выполненный с применением методов математической статистики (оценка показателей по группировочным признакам, определение представительности данных, группового среднего), показал, что отклонения от тенденции нормального распределения коллекторских характеристик значимы и их надо учитывать при исследованиях.

Подтверждением нелинейного волнового характера изменения свойств коллекторов с глубиной служат уравнения регрессии, рассчитанные по 560 образцам методом наименьших квадратов для сходных по составу песчано-алевритовых продуктивных пластов-коллекторов валанжина АС<sub>10</sub> и АС<sub>11</sub>-АС<sub>12</sub> Приобского месторождения.

Для пласта АС<sub>10</sub>:

$$\lg K_{np} = -0,0495 - 3,221 \cdot \lg K_n / K_{60}.$$

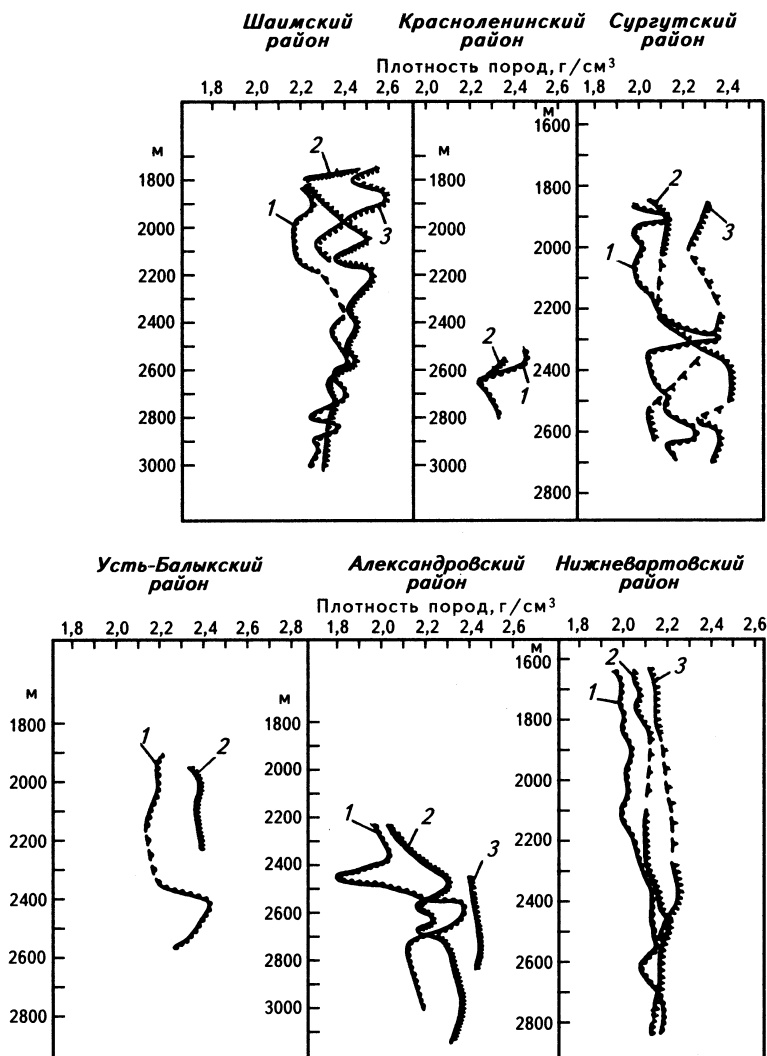
Для горизонта АС<sub>11</sub>-АС<sub>12</sub>:

$$\lg K_{np} = 1,045 - 3,176 \cdot \lg K_n / K_{60},$$

где  $K_{np}$  – коэффициент проницаемости;  $K_n$  – коэффициент пористости;  $K_{60}$  – коэффициент водонасыщенности.

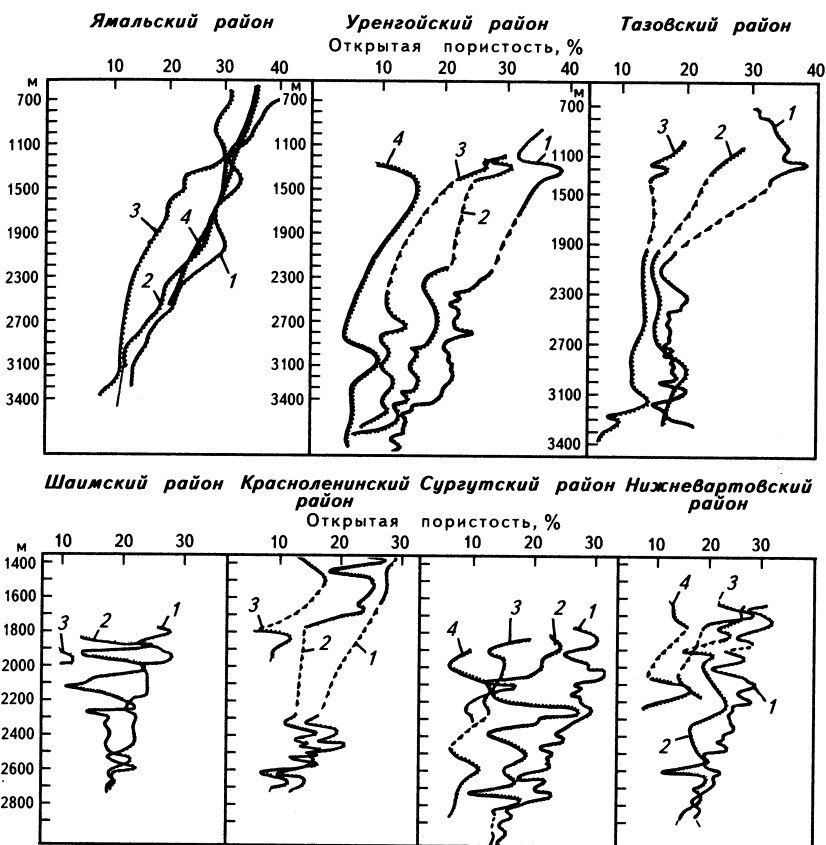
Графически уравнения представлены кривыми, которые имеют разный наклон и свидетельствуют о нелинейном автоколебательном характере изменения свойств коллекторов с глубиной.

Ступени уплотнения в земной коре сменяются линзами сохранения пористости (недоуплотнения) и ее повышения (разуплотнения), и это чередование носит закономерный характер. Подобные соотно-



**Рис. 21. Изменение среднестатистических значений плотности пород с глубиной в Западной Сибири**

Линии среднестатистических значений плотности: 1 – песчаников; 2 – алевролитов; 3 – глинистых пород



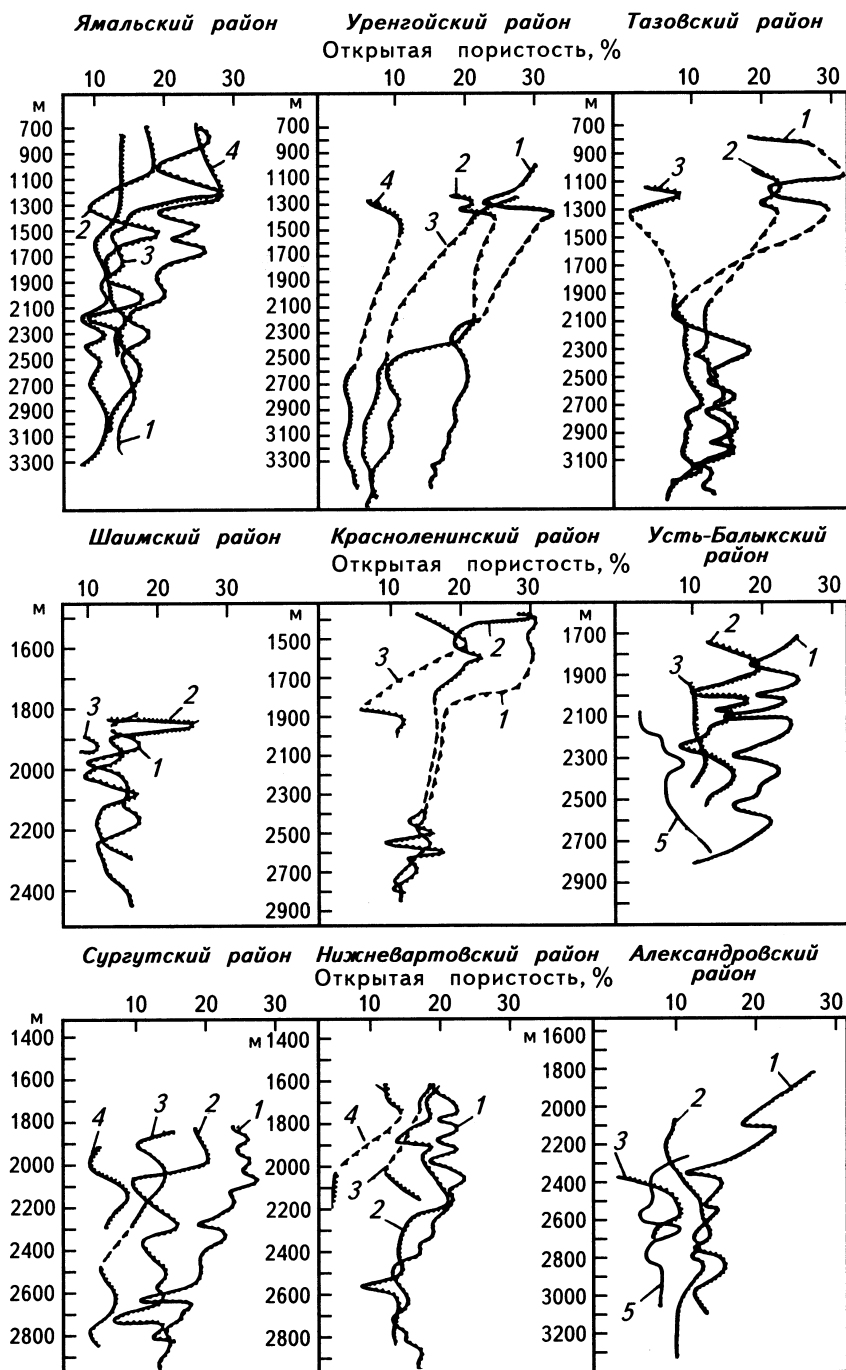
**Рис. 22.** Изменение максимальных значений открытой пористости пород-коллекторов с глубиной в районах Западной Сибири

Линии максимальных значений открытой пористости: 1 – песчаников; 2 – алевролитов; 3 – глинистых пород; 4 – песчаников с карбонатным цементом

шения участков уплотнения и зон разуплотнения типичны для сложных синергетических саморазвивающихся систем.

Исходя из изложенного, можно определить зоны разуплотнения в качестве элементов коллекторских литофлюидодинамических систем. Они ограничены сверху и снизу поверхностями уплотнения – резкого снижения (на 8-15%) пористости (уплотнения), возрастания содержаний наиболее характерных аутигенных минералов (кварца, монтмориллонита, каолинита и других), а также флюидны-





ми контактами. В разрезе они имеют вид автономно развивающихся линз, а на вертикальном ограниченном срезе – зон различных размеров. Небольшие по величине зоны разуплотнения толщиной 2-3 м фиксируются притоками и поглощениями флюидов. Они характеризуются и повышенными или пониженными по отношению к гидростатическим пластовыми давлениями.

Границы между разуплотненными, уплотненными и неизменными породами фиксируются наличием субгоризонтальных отражений сейсмических волн.

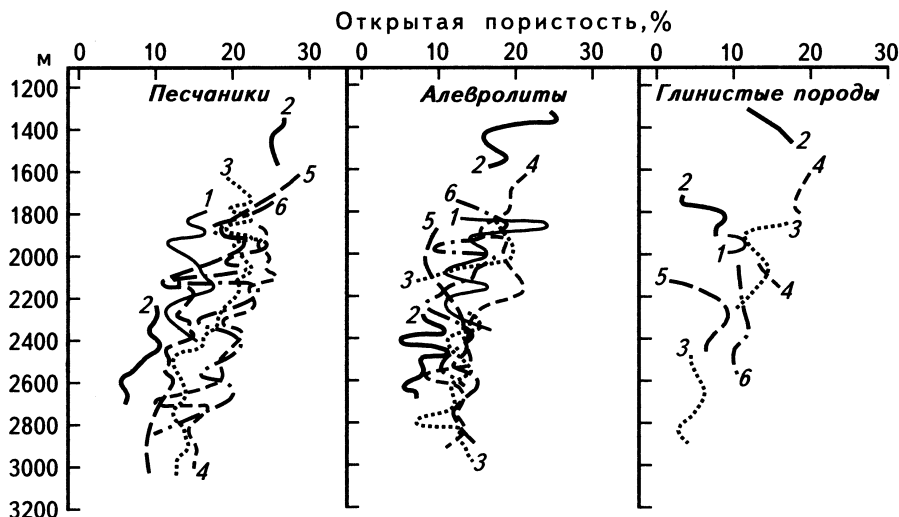
Отмечается не менее трех ступеней уплотнения регионального распространения. Две из них обычно связываются со сменой фаций и перерывами в осадконакоплении на границе неоген-туронских отложений и покурской и киялинской (вартовской) свит, третья – с зоной контакта с кристаллическим фундаментом. Две ступени фиксируются на глубинах 2,5 и 2,75 км в Усть-Балыкском, Сургутском, Нижневартовском и Александровском районах. Существуют участки резкого снижения качества коллекторов на глубинах 1,4; 2,5 и 3,0 км в Уренгойском, 0,7; 2,25 и 2,75 км в Ямальском, 1,4 и 0,9 км в Шаимском и 1,4 и 3,0 км в Южно-Русском районах.

Со ступенями уплотнения соседствуют горизонты с повышенной пористостью пород, или разуплотнения. К их числу относятся, например, баженовская свита, аномально низкие величины плотности которой связываются с обстановкой осадконакопления и преобразования в процессе погружения пород. Кроме того, относительными максимумами пористости и минимумами плотности характеризуются нефтегазоносные пласты по сравнению с водоносными. Часть зон с увеличенной пористостью тяготеет к границам напластований (готеривские пласты на месторождениях Среднего Приобья; зоны контакта с кристаллическим фундаментом на месторождениях Шаимского, Краснотурбинского районов, юга бассейна). Другие связаны с участками фациальных замещений (сочленение глинистых глубоководно-морских и песчано-глинистых прибрежно-морских комплексов в Сургутском районе). Ряд зон сосредоточен близ флюидных контактов и трещин (готерив-барремские пласты Лянторского, Правдинского месторождений). Следует также от-

---

**Рис. 23. Изменение среднестатистических значений открытой пористости пород-коллекторов с глубиной в районах Западной Сибири**

Линии среднестатистических значений открытой пористости: 1 – песчаников; 2 – алевролитов; 3 – глинистых пород; 4 – песчаников с карбонатным цементом; 5 – известняков

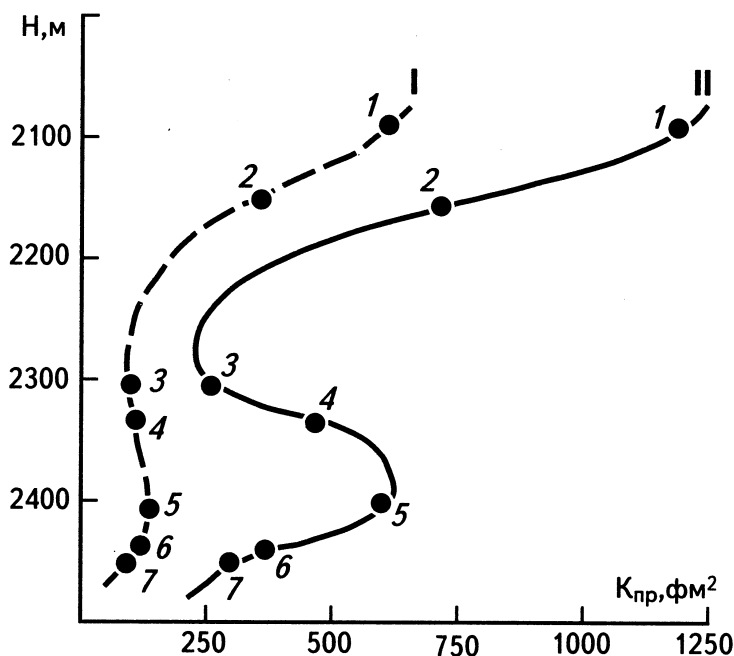


**Рис. 24.** Сравнительная характеристика изменений среднестатистических значений открытой пористости пород-коллекторов различного литологического состава с глубиной в районах Западной Сибири

Линии среднестатистических величин открытой пористости в районах: 1 – Шаимском, 2 – Красноленинском, 3 – Сургутском, 4 – Нижневартовском, 5 – Александровском, 6 – Усть-Балыкском

метить зоны, протягивающиеся под поверхностью стратиграфических несогласий и вблизи зон разломов, в надразломных интервалах, на участках, расположенных над уступами в рельефе фундамента, в надрифтовых слоях, на сводах и участках погружения структур, в районах периклинальных замыканий, ундуляции шарниров складок, пересечения разломов разных направлений. При сходном песчано-алевритовом составе пород зоны разуплотнения и недоуплотнения отличаются от участков уплотнения величиной суммарной аутигенной минерализации, структурой пород и трещиноватостью. Наряду с увеличением пористости в них возрастает и проницаемость пород и пластов (рис. 25).

Важными признаками, определяющими разуплотнение пород, являются вещественный состав, интенсивность и направленность тектонических деформаций, история развития гидрогеологических циклов, основанная на анализе палеофациальных, гидрогеологических и гидродинамических данных. Все они находятся в причинно-следственной связи с динамическими факторами – скоростью осадконакопления, градиентами температур и давлений.



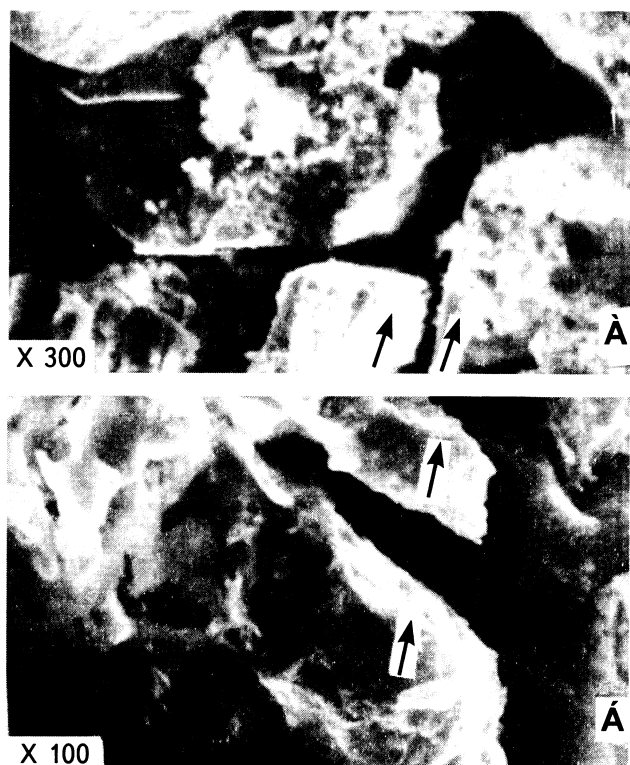
**Рис. 25.** Изменение с глубиной проницаемости сходных по составу песчано-алевритовых пластов-коллекторов месторождений центральной части Западно-Сибирского бассейна

*Величины абсолютной проницаемости пластов: I — средние, II — максимальные; месторождения и пласты: 1 — Западно-Сургутское, БС<sub>1</sub>; 2 — то же, БС<sub>2,3</sub>; 3 — то же, БС<sub>10</sub>; 4 — Правдинское, БС<sub>6</sub>; 5 — Мамонтовское, БС<sub>10</sub>; 6 — Южно-Балыкское, БС<sub>10</sub>; 7 — Тепловское, БС<sub>10</sub>*

Зоны разуплотнения, характеризующиеся относительными пьезоминимумами, расположены в интервалах температур 60 и 90-150°C. Они связаны с выщелачиванием, растворением кальцита (рис. 26), перекристаллизацией минералов, дегидратацией монтмориллонита.

Температура 60°C соответствует глубинному уровню границы устойчивости кальцита, где происходит его удаление из пород, и образуются зоны оптимальных коллекторов (Н.А.Минский), представляющие одну из разновидностей зон разуплотнения.

В интервале температур 90-150°C растворение кальцита в породах сопровождается генерацией кварца и дегидратацией глинистых пород. Поэтому данному температурному интервалу сопутствует широкая миграция нефти в кальцит и монтмориллонитсодержащие породы, резкое возрастание углекислого газа и минимальная растворимость углеводородов в воде.



**Рис. 26. Деградированный аутигенный кальцит (указан стрелками) в порах**

(Уренгойское месторождение, скв.266)

А – глубина 3750 м; Б – глубина 4108 м

Растворение кальцита, гидрослюдизация монтмориллонита, перекристаллизация других минералов протекают с созданием дефицита масс, и пока он не ликвидируется уплотнением, в породах сохраняется пьезоминимум, который становится меньше при заполнении появившихся пустот флюидами с низким давлением. Поскольку плотность жидкости ниже, чем скелета породы, зона разуплотнения сохраняется, хотя дефицит давления сокращается.

Зоны разуплотнения наблюдаются также на флюидных контактах. Они характеризуются растворением минералов в связи с резкой сменой гидрохимической обстановки. В зонах водонефтяных контактов на многих месторождениях Уренгойского района и Приобья в цементе кварцсодержащих песчаников развивается регенерация зерен (до 10%), появляется аутигенный каолинит, в глинистых песчаниках увеличивается количество смешанослойных образований. В

связи с этим меняются свойства коллекторов, образуются зоны разуплотнения с относительным приращением пористости на 8-15% и более.

Высота участков разуплотнения в слабоглинистых однородных коллекторах в 2-3 раза меньше, чем в глинистых и слоистых, что обусловлено более низким в них капиллярным давлением.

Наиболее крупные зоны разуплотнения известны в верхних коллекторских горизонтах Западной Сибири, которые отличаются недонасыщенностью пород флюидами. В них наряду с подвижными углеводородами и связанной водой находится некоторое количество свободной пластовой воды. Примером крупных зон разуплотнения является сеноманская залежь газа Уренгойской группы месторождений.

Зоны разуплотнения с АВПД связаны с трансформацией монтмориллонита в гидрослюду, которая происходит на глубинах 1,5-3,6 км. Зоны гидрослюдизации монтмориллонита являются региональными, установлены на многих месторождениях в мезозойских отложениях Западной Сибири и широко развиты в Широтном Приобье.

Гидрослюдизация монтмориллонита приводит к сокращению его объема на 50%. Процесс формирования зон разуплотнения сопровождается освобождением межплоскостной воды, увеличением насыщенности пород флюидами, возрастанием пористости, проницаемости, созданием высокого порового давления и появлением трещин. Усиливаются явления осмотических перетоков.

В условиях слабой нагруженности теплового поля наблюдаются чередующиеся по глубине зоны разуплотнения, в которых монтмориллонит становится неустойчивым и из него отделяется межслоевая вода. Это чередование зон отражает постепенный характер перехода монтмориллонита в гидрослюду.

Глубины гидрослюдизации монтмориллонита на западе Нижневартовского района в глинистых породах вартовской свиты – 1,7-1,9 км, а зон разуплотнения – 1,9-2,1 км. На юге Сургутского района они соответственно равны 0,9-2,2 и 2,1-2,3 км. Вероятно, здесь отжаты в результате гидрослюдизации флюид из глинистых пород перемещается в лучше поглощающие этот флюид зоны разуплотнения в коллекторах.

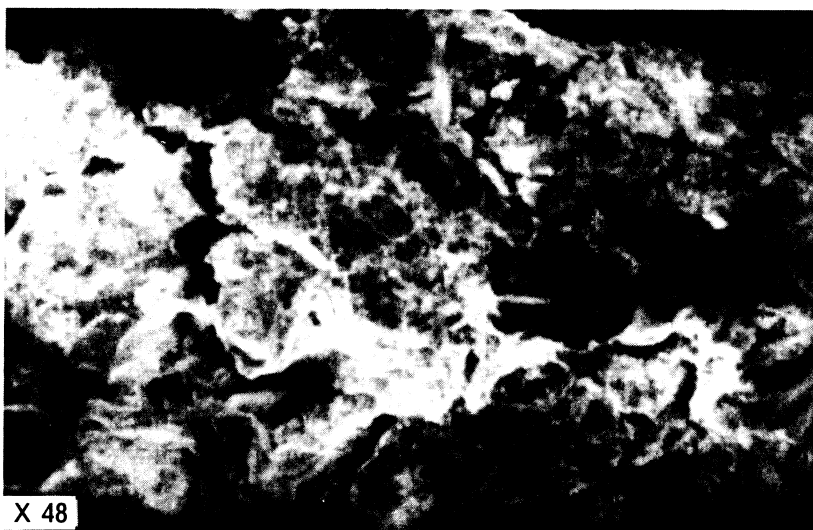
Для выявления условий формирования таких зон большое значение имеют выводы о том, что вода выжимается в резервуары с меньшим давлением, и монтмориллониты переходят в гидрослюды

в условиях снижающегося давления при повышающейся или постоянной температуре.

Важным процессом образования трещин в зонах является также кавитация, которая заключается в распирании межзернового пространства пород пузырьками газов и в их схлопываниях с возникновением гидродинамических ударов, сопровождающихся изменениями градиентов температуры.

Широко развиты в Западной Сибири зоны разуплотнения с АВПД, связанные с подтоком в них высоконапорных флюидов по разломным зонам из глубокозалегающих месторождений в периоды тектонической активности (Евсеев Г.П. и др., 1977). Они преобладают под юрско-валанжинской покрывшей. В зонах разуплотнения этого типа в ачимовской толще Уренгойского месторождения породы отличаются повышенной трещиноватостью и широким развитием явлений растворения (рис. 27). Большинство зон совпадает в плане с разломами и особенно с Колтогорско-Уренгойским, Худуттейским и с сопутствующими им грабен-рифтами (Калягин, 1986; Матусевич, Бакуев, 1986; Онищук, Наумов, Дядюк, 1978; Нежданов, Бородкин, Кулахметов, 1979; Шалагин, Нелепченко, 1985).

Вертикальные и наклонные зоны разуплотнений с АВПД и без них связаны с системами трещин. Они сформировались в результате



**Рис. 27. Вторичные поры растворения в зоне разуплотнения с АВПД, связанной с подтоком высоконапорных флюидов**

(Уренгойское месторождение, нижнемеловые отложения, ачимовская толща)

тектонического напряжения, сжатия резервуаров, деструкции пород и миграции флюидов по образовавшимся зонам трещиноватости.

Зоны разуплотнения с АВПД или с избыточным пластовым давлением (ИПД) широко распространены в купольных участках структур, содержащих газовые залежи. Они возникают в современный период в связи с формированием газовых залежей в результате вертикальной миграции газа по разрезу вдоль трещин сквозь глинистые покрышки. Это подтверждается падением величин ИПД по направлению к контуру залежи (Онищук, Наумов и др., 1983). Возможно, что в основе генезиса этих зон лежат и процессы газогенерации и дегидратации глинистых минералов. Образовавшийся газ, мигрируя вверх по разрезу, встречает флюидоупор. Поднимаясь в зоны более низких давлений, он расширяется, повышая давление в системе (“пъезоконвекционный эффект”). Такие зоны существуют в Ямальском районе. Они могли образоваться также в результате периодических прорывов флюидов через покрышки по трещинам и разломам из юрских пластов, обладающих высоким давлением. На Харасавэйском месторождении величины пластовых давлений в зонах этого генезиса на глубинах 3,3 км (баженовская свита) и 2,15 км (кровля пласта БЯ<sub>3</sub>) равны. Это объясняется газогидродинамическими особенностями километровой толщи от подошвы верхнеюрских отложений до кровли нижнемелового пласта БЯ<sub>2</sub>, т.е. обусловлено тем, что зоны разуплотнения горизонта БЯ<sub>2</sub> подпираются “столбом” газа высотой около 1 км (Калягин, 1986).

Зоны разуплотнения с АВПД, обязанные своим происхождением процессам отжима вод из пород, нефтегазогенерации, миграции и сохранения флюидов, фиксируются вдоль разломов, уступов в рельефе, грабен-рифтов. Их можно видеть на карте распространения месторождений Западной Сибири.

Значительная часть зон расположена на определенном литостратиграфическом уровне. Например, ряд зон разуплотнения с АВПД на севере Западной Сибири распространен под юрско-валанжинской существенно глинистой толщей. Под этой покрышкой в юрских и нижнемеловых отложениях в песчано-алевритовых горизонтах ачимовской толщи, отличающейся довольно высокой проницаемостью и открытостью системы (Губкинское, Етыпурское, Геофизическое месторождения и другие), наблюдается нормальное давление, равное гидростатическому, а в пластах-коллекторах нижне-среднеюрских отложений в тюменской свите, более глинистой, низ-



копроницаемой и закрытой к перемещению флюидов, отмечаются АВПД и зоны разуплотнения.

Линзы разуплотнения с высоким или низким пластовым давлением развиты в гидродинамически закрытых частях внутри пластовой системы. Примерами их служат зоны с АВПД в юрских и триасовых отложениях Уренгойского района. Пористость пород в них на глубинах 4-7 км достигает 10-20%.

Границы зон формируются при уменьшении объема пород за счет цементации порового пространства, эпигенетического роста кристаллов внутри пор, температурного расширения скелета породы.

Объем пор возрастает под воздействием процессов растворения, выщелачивания, распада ОВ, генерации жидких и газообразных УВ. Следует подчеркнуть важную роль в формировании зон процессов генерации углеводородов в глинистых толщах на стадии мезо- и апокатагенеза. Появление двух фаз: жидкой, состоящей из структурированной воды, и газообразной, представленной метаном, может эффективно противодействовать внутрипоровому течению и удалению флюидов из коллекторов.

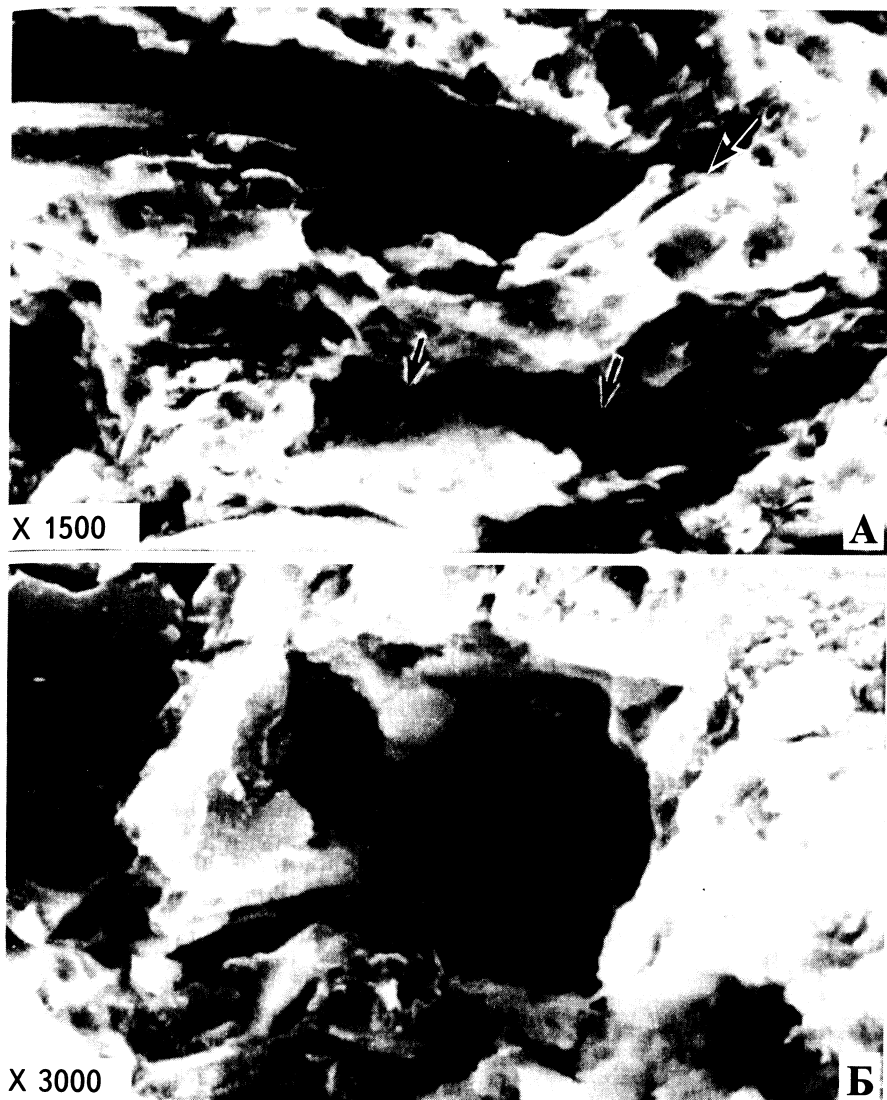
В мощных юрских песчано-глинистых толщах севера Западной Сибири, в тюменской свите, присутствуют зоны разуплотнения (недоуплотнения) с АВПД гравитационно-элизионного типа. Они образуются при интенсивном погружении коллекторских горизонтов и пониженном и неравномерном темпе отжатия из них флюидов.

Кроме критической проницаемости большую роль в формировании таких зон играет величина песчанистости отложений.

Гравитационно-элизионная теория уплотнения (Иллинг, 1938; Дикинсон, 1953; Магара, 1972; Фертль, 1980; Вассоевич, 1960; Тхостов, 1960; Колодий, 1967; Карцев, 1972 и др.) основана на том, что в процессе погружения коллектор в песчано-глинистых осадках первоначально обладает значительной пористостью и водонасыщенностью и обеспечивает отток отжимающегося флюида. В связи со снижением проницаемости при уплотнении в дальнейшем он не может обеспечить миграцию флюида с необходимой скоростью. Поэтому флюид в этой системе принимает на себя часть геостатической нагрузки. Создается зона недоуплотнения, а в последующем и разуплотнения, в коллекторах которых широко развиты поры растворения (рис. 28).

При формировании зон, связанных с гравитационным разуплотнением, важным является достижение того момента, когда фактичес-

кая проницаемость пород становится ниже минимальной – критической для данной толщи, и флюид начинает подвергаться геостатической нагрузке (Б.К.Прошляков и др.). Величина аномальности та-



**Рис. 28. Поры растворения в зонах разуплотнения гравитационно-элизионного типа**

(Уренгойское месторождение, скв.266, ниже-среднеюрские отложения, тюменская свита, 4-я глубинная зона коллекторов) А – алеврит (глубина 3734 м), Б – песчаник (глубина 4700 м). Стрелками указаны стенки пор с каемками хлорита

ких зон зависит от толщины вышележащих осадков и от содержания в них глинистого материала.

Изложенные сведения позволяют отметить, что существует целый ряд факторов формирования зон разуплотнения. Среди них большое значение имеют уплотнение, катагенетические преобразования осадков и содержащегося в них органического вещества при нефтегазообразовании, явления осмоса, внедрение высокоэнергетических флюидов из нижележащих пород или из глубоких недр, геодинамические и геотермические процессы в недрах. Каждый из этих факторов может быть преобладающим в зависимости от геологического строения и истории развития и может внести вклад в образование зоны. Чаще всего наблюдается комплексное воздействие этих факторов. Поэтому большинство зон разуплотнения с АВПД формируется под совместным влиянием динамических факторов: седиментации, преобразований при погружении, проявлений тектонической трещиноватости и сопутствующего изменения флюидодинамического режима.

Образование многих зон разуплотнения начинается в диагенезе и сохраняется в катагенезе. Участки повышенной интенсивности постседиментационных изменений осадков обычно наследуются от зон разуплотнения более раннего формирования.

И все же большинство зон АВПД является недолговечным. Появление и исчезновение зон разного генезиса отражает автоколебательный флюидодинамический процесс образования коллекторов в недрах Земли.

Зоны разуплотнения аккумулируют тепло и сами становятся причиной возрастания температуры в недрах. В свою очередь, повышение температуры способствует увеличению давления, в зонах происходит расширение минералов, пород и флюидов, причем последних в большей степени. Коэффициент объемного расширения несементированных зерен минералов сферической формы равен  $5 \cdot 10^{-6}$ ; воды –  $200 \cdot 10^{-6}$ , в том числе воды минеральной –  $400 \cdot 10^{-6}$ , газа –  $4000 \cdot 10^{-6}$  об. ед. /°C. Следовательно, при увеличении температуры объем флюидов возрастает более чем в 100 раз по сравнению с объемом порового пространства. Появление углеводородов обуславливает еще большее изменение этих соотношений. В результате реакций пород и флюидов на изменение температуры в замкнутом резервуаре формируются зоны разуплотнения с повышенным пластовым давлением. Развивающиеся давления флюидов в этих условиях измеряются миллиардами паскалей. Они неизмеримо больше, чем гид-

ростатические, значительно превышают пределы прочности пород и легко разрывают их. Поэтому зоны разуплотнения характеризуются высокой трещиноватостью, изменяющимися коллекторскими характеристиками и отличаются структурой пород, величинами суммарной аутигенной минерализации, различными ассоциациями минералов и флюидов.

Ниже приведена характеристика зон разуплотнения и ступеней уплотнения в основных районах Западной Сибири, отличающихся геологическим строением и нефтегазоносностью.

**Разрезы центральных районов.** В Усть-Балыкском, Сургутском и Нижневартовском районах среди коллекторов преобладают мелкозернистые кварц-полевошпатовые песчаники, более редки крупнозернистые алевролиты. Породы одного литотипа в пластах Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>1</sub>, БС<sub>10</sub>, БС<sub>2-3</sub>, БС<sub>6</sub>, БС<sub>1</sub> и других по минерально-петрографическим особенностям и содержанию  $C_{орг}$  (0,1-2%) и хлороформенного битумоида (0,01-0,04%) сходны, но коллекторские характеристики их неодинаковы. Уменьшение проницаемости ( $K_{np}$ ) происходит на глубинах 2,3 и около 2,5 км (см. рис. 25). Гранулометрическая характеристика пород пласта БС<sub>10</sub> показала, что снижение значений  $K_{np}$  не связано с особенностями состава пород (табл. 1). Пласт БС<sub>1</sub> является наиболее неоднородным, однако имеет максимальную проницаемость. Пласт БС<sub>4</sub> сходен по строению с БС<sub>10</sub>, но характеризуется более высокой проницаемостью (табл. 2). Различия в свойствах связаны с явлениями неравномерного уплотнения и разуплотнения. Ступенчатое резкое снижение пористости отмечается в интервале глубин 1,7-1,8; 2,5-2,6 и 2,75-2,8 км. Зоны уменьшения пористости соседствуют с локальными максимумами ее, располагающимися выше и ниже по глубине.

В Сургутском районе (см.рис. 7) зоны резкого увеличения  $K_n$  от в интервале 1,8-2,5 км наблюдаются под крышками в горизонтах А<sub>6</sub>-А<sub>11</sub>, Б<sub>1</sub>-Б<sub>8</sub> и Б<sub>9</sub>-Б<sub>10</sub>. Максимальные значения  $K_n$  от равны 30%, а их градиенты достигают 10%. Ступени уплотнения зачастую совпадают с литологическими границами. Одна из таких ступеней протягивается вдоль контакта готерив-барремских и аптских отложений, вторая – вдоль крышки валанжинских пластов Б<sub>11</sub>-Б<sub>12</sub>, третья наблюдается над среднеюрским пластом Ю<sub>2</sub>. В других случаях ступени уплотнения не связаны с литологическими контактами или секут их. Так, среди песчано-алевритовых коллекторов пласта БС<sub>10</sub> нередко встречаются непроницаемые известковистые песчаники со сверкающим сахаровидным изломом, содержащие до 45-50% каль-

цита (эндоэффект по термограмме 900°C). Они отчетливо выделяют-ся на диаграммах электрокаротажа. Образуемые ими линзовидные тела толщиной до 2,5 м прослеживаются в разрезах скважин на разных стратиграфических уровнях. Все ступени сопровождаются увеличением суммарной аутигенной минерализации, а на глубинах 2,5 и 2,75-2,8 км в них фиксируются увеличение температур на 10°C и резкие колебания минерализации вод.

Таблица 1

**Характеристика песчано-алевритовых коллекторов пласта БС<sub>10</sub> в Сургутском районе**

Тип пород	Размер зерен, мм*	Сортировка зерен	Число контактов на зерно**	Количество легко разрушающихся зерен, %	Пористость (средние значения), %	Проницаемость, фм <sup>2</sup> ***	Класс проницаемости песчано-алевритовых пород (по А.А.Ханину)
I. Песчаники мелкозернистые с примесью среднезернистой фракции	0,08-0,40 (0,18-0,20)	Хорошая, средняя	3,5-4,4	25,0-30,0	23,0	$\frac{174-540}{180}$	II, III
II. Песчаники мелкозернистые, алевритовые	0,05-0,30 (0,11-0,16)	То же	3,4-5,4		21,0	$\frac{21-81}{46}$	IV
III. Алевриты крупнозернистые с мелкопесчаной примесью	0,03-0,20 (0,06-0,10)	Средняя, слабая	4,5-6,0	40,0-50,0	13,0****	$\frac{\text{До } 10,0}{0,01}$	V

\*По результатам гранулометрического анализа, в скобках модальные значения.

\*\*Число контактов возрастает с глубиной.

\*\*\*В числителе – пределы изменения, в знаменателе – среднее значение.

\*\*\*\*В отдельных образцах пористость составляет 20-21%.

Цемент пород – пленочный хлоритовый, поровый гидрослюдистый, редко каолининовый и карбонатный.

В Усть-Балыкском районе (см.рис. 6) также наблюдаются зоны увеличения пористости пород в горизонтах групп А, Б, особенно в Б<sub>10</sub> и Б<sub>11</sub>. Под ступенью уплотнения в берриас-валанжинских глинистых породах и песчаниках (ачимовской толще) на глубине 2,5 км появляются зоны разуплотнения. Наблюдаются они и в юрских отложениях, в горизонтах Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>2</sub> и ниже по разрезу. Градиент пористости в пласте Ю<sub>1</sub> превышает 10%, в других горизонтах составляет 5 %. Зоны, как и в Сургутских разрезах, фиксируются увеличением количества аутигенных минералов.

Изменение параметров коллекторов центральных районов с глубиной

Месторождение	Номер скважины	Пласт	Глубина залегания, м	Порода	Пористость, %	Проницаемость, фм <sup>2</sup>	
						параллельно слоистости	перпендикулярно слоистости
Усть-Балыкское	335	БС <sub>4</sub>	2076-2083	Песчаник мелкозернистый, нефтенасыщенный	24,6	1433	937
Западно-Сургутское	38	БС <sub>10</sub>	2293,7-2298,2	Песчаник	27,56	233	273
Мамонтовское	1116	БС <sub>10</sub>	2412	Песчаник мелкозернистый, нефтенасыщенный	22,6	421	348

В Нижневартовском районе (см.рис. 8) локальные максимумы свойств коллекторов сопряжены со ступенями уплотнения, сопровождаются повышениями температуры и соседствуют с зонами возрастания минерализации пород и вод. Максимальные градиенты открытой пористости в зонах разуплотнения на глубинах 1,75; 2,15 и 2,7 км составляют 15-20% и соответствуют интервалу температур 60-90°C.

По результатам исследований авторов с учетом данных Н.А.Минского, А.Н.Петровской, Г.Н.Перозио, Г.Э.Прозоровича, Н.А.Туезовой и других проведен анализ изменения с глубиной аутигенной минерализации однотипных пород-коллекторов, участков уплотнения, зон разуплотнения.

Коллекторы верхов разреза (0,1-1,7 км) характеризуются развитием кальцита в цементе и его растворением в зонах оптимальных коллекторов, которые являются разновидностью зон разуплотнения. В составе цемента обломочных и в глинистых породах широко распространены монтмориллонит, каолинит, гидрослюда и хлорит.

Ниже, на глубине 1,7-1,8 км, находится ступень уплотнения, которая характеризуется изменением минерального состава глин и органического вещества (граница ПК-МК<sub>1</sub> и МК<sub>2</sub>), появлением устойчивой ассоциации хлорита и пластинчатых диоктаэдрических гидрослюд, интенсивной карбонатизацией цемента алевролитов и песчаников.

В интервале глубин 1,7-2,1 км в песчано-алевритовых породах-коллекторах наряду с появлением первых смешанослойных развивается магнезиально-железистый кальцит, идиоморфные образова-

ния кварца и альбита. Значительное распространение получают песчаники с каолининовым цементом.

От 2,1 до 2,5 км располагается зона развития смешанослойных, хлорита, альбита и кварца. Цементы обломочных пород в ней в основном кальцитовые, гидрослюдистые, хлоритовые, альбит-кварцевые. В зоне на глубинах 2,2-2,3 км отмечается ступень уплотнения, которая знаменуется появлением конформно-инкорпорационных соотношений между зернами. Эти структуры возникают при увеличении количества зерен кварца в породах и при снижении содержания цемента. При наличии более 30% глинистого цемента и слюд интенсивность изменения снижается и ступень расслаивается. Переход к нижележащей зоне разуплотнения, расположенной в интервале 2,3-2,4 км, знаменуется изменением физико-механических свойств пород. В них возрастает коэффициент пластичности с 3 до 5.

Глубже, в интервале 2,5-2,6 км, в глинистых слоях, чередующихся с песчано-алевритовыми, исчезает монтмориллонит. В цементе зернистых и глинистых пород появляются более тяжелые минералы: кальцит, доломит, сидерит, гидрослюды. Породы характеризуются снижением дисперсии минеральной плотности, которая в связи с однородностью минерального состава обломков обусловлена в основном изменением состава, снижением количества смешанослойных образований в глинистых минералах цемента. Возрастает и число контактов на зерно от 3,5 до 5,5 (по 150 образцам Восточно-Сургутского, Западно-Сургутского, Усть-Балыкского, Правдинского и других месторождений). Коэффициент пластичности пород снижается с 5 до 4.

В интервале 2,7-2,8 км в породах типичными становятся конформные и инкорпорационные структуры. На этих глубинах (при 90°C) в дренируемых пластах глин исчезают смешанослойные образования, но присутствуют деградированные удлиненно-призматические гидрослюды и замещающие их хлорит, каолинит и кварц. Сохраняется низкая пластичность пород. Глинистые минералы с кварцем образуют прочные минеральные комплексы, которые в условиях окисления обуславливают создание единой хрупкой кристаллической решетки из обломков кварца в микрокристаллическом глинистом веществе. В связи с этим в данном интервале усиливается трещиноватость пород.

На глубинах свыше 2,7-2,8 км, особенно на глубине 3,0 км, зерна кварца в породах обнаруживают признаки интенсивной коррозии. Развиваются сутуро-стилолитовые и конформно-инкорпорацион-

ные структуры, которые играют положительную роль в сохранении прочности скелета породы и образовании вторичной пористости благодаря пятнистому расположению таких участков. Здесь происходит новое переформирование порового пространства. Оно становится порово-трещинным и трещинным. Фиксируется резкое снижение проницаемости пород вследствие раздавливания непрочных компонентов скелета и заполнения ими просветов между порами.

Проведены детальные исследования изменений глинистых минералов в зонах разуплотнения и на ступенях уплотнения. Рентгенографические и термографические исследования изменений содержания монтмориллонита и каолинита при увеличении глубины от 2,3 до 2,7 км подтверждают, что количество смешанослойных монтмориллонит-гидрослюдистых пакетов в глинистых породах понижается до полного исчезновения. На одних глубинах на участках уплотнения и в зонах разуплотнения различной интенсивности увеличению пластовых температур сопутствует неодинаковый комплекс аутигенных минералов. На ступени уплотнения 2,3 км в Сургутской группе месторождений в пимской и чеускинской пачках глинистых пород прирост температуры на  $5^{\circ}\text{C}$  способствует снижению количества монтмориллонита и каолинита соответственно с 3 и с 5-6 до 1%. В зоне разуплотнения на глубине 2,1 км в песчано-алевритовых породах пласта БС<sub>6</sub> Правдинского месторождения по сравнению с аналогичными породами в Сургутской группе возрастание температуры с 60-64 до  $87^{\circ}\text{C}$  приводит к еще более значительному снижению количества смешанослойных (средняя потеря массы всего 0,72%, два эндозффекта связаны: первый с потерей межслоевой воды и гидроксила, второй – с изменением структуры гидрослюды). Кристалличность аутигенных минералов в зонах разуплотнения выше, чем в близлежащих породах. Судя по данным электронной микроскопии, в зонах разуплотнения в пластах БС<sub>1</sub> Усть-Балыкского района преобладают пластинчатые гидрослюды, а в пластах БС<sub>10</sub>, Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub> – удлиненно-призматические, замещенные хлоритом и каолинитом. В ограничивающих зоны глинистых прослоях содержание хлорита и каолинита более низкое.

Нефтенасыщенные и водонасыщенные участки зон разуплотнений характеризуются различными аутигенными минералами и неодинаковыми коллекторскими свойствами.

В нефтенасыщенных алевритах преобладают деградированные мелкопластинчатые гидрослюды. В большинстве изученных образцов нефтенасыщенного песчаника из пласта БС<sub>10</sub> по данным как



термического, так и электронно-микроскопического исследования установлена тенденция к преобладанию хлорита. Она менее выражена у песчаников из пласта БС<sub>1</sub>, но получает заметное развитие в пластах БС<sub>5</sub> и БС<sub>6</sub>, залегающих на глубинах свыше 2,3 км. В подчиненных количествах наряду с хлоритом на электронных микрофотографиях фиксируются в составе глинистого вещества песчаников каолинит, крупнопластинчатые гидрослюды и слюды. Частицы глинистого вещества в песчаниках, как правило, имеют значительно большие размеры, чем в глинистых пачках, и сохраняют кристаллографические очертания.

В водонасыщенных песчаниках пласта БС<sub>10</sub> хлорит и пластинчатые гидрослюды слагают почти в равной мере основную часть глинистого вещества. Кроме того, в них на глубинах 2,5 км большую роль играют игольчатые гидрослюды и развивающийся по ним хлорит.

Флюидные контакты, зоны трещин фиксируются увеличением содержания карбонатов. Пласты тонкочередующихся песчаников, алевролитов, аргиллитов (“рябчик”) осложнены субвертикальной микронеоднородностью, которая подчеркивается распределением кальцита в цементе. Это отражается на фильтрационных характеристиках, которые в таких зонах резко снижаются. Кальцитовая цементация подчеркивает и первичную неоднородность пород. Кальцит развит на контактах песчаников и глинистых пород и обусловлен, вероятно, “фильтрационным эффектом”, возникающим при продвижении флюидов, отжатых из глинистых пачек и других содержащих карбонаты пород. Алевролиты изменены более интенсивно, их проницаемость вблизи контактов с глинистыми породами значительно снижается. Среднее значение отношения проницаемостей, определенных параллельно и перпендикулярно слоистости, для песчаников равно 1,40, а для алевролитов и алевролитистых песчаников – 3,07.

Различная интенсивность уплотнения и разуплотнения песчаных пород с увеличением глубины подтверждается и на примере их диэлектрической проницаемости ( $\epsilon$ ) (табл. 3). Наиболее высокой диэлектрической проницаемостью обладают аргиллиты (от 9,10 до 10,58), низкой – песчаники (от 5,82 до 9,16), в том числе глинистые (от 7,01 до 8,78). С глубиной максимальные значения диэлектрической проницаемости песчаников снижаются неравномерно. Усреднение значений  $\epsilon$  приводит к снижению отклонений, хотя неравномерный характер изменения свойств коллекторов с глубиной сохраняется.

**Диэлектрическая проницаемость полимиктовых песчаников Западно-Сургутского, Правдинского, Тепловского, и Мамонтовского месторождений (по А.Н.Петровской)**

Глубина залегания, км	Количество образцов	Диэлектрическая проницаемость, $\epsilon^*$
2,0-2,1	7	$\frac{6,63-9,44}{7,78}$
2,1-2,2	3	$\frac{6,00-6,76}{6,48}$
2,2-2,4	5	$\frac{5,66-6,87}{6,35}$
2,4-2,5	5	$\frac{5,85-6,52}{6,01}$
3,0	2	$\frac{5,82-5,96}{5,89}$

\*В числителе – пределы изменения, в знаменателе – среднее значение.

Таким образом, зоны разуплотнения и ступени уплотнения в центральных районах фиксируются различными величинами суммарной аутигенной минерализации, пластичности и диэлектрической проницаемости пород, которые обусловлены изменениями температуры, давления и состава флюидов.

**Разрезы западных районов.** В Красноленинском районе (см. рис. 5) развиты ступени уплотнения коллекторов на глубинах 1,7; 2,5-2,55; 2,7 км и зоны резкого повышения пористости песчаников под ними. Следует отметить также зону разуплотнения в интервале 1,4-1,7 км. Разница между значениями пористости здесь превышает 10%, достигая в верхних горизонтах 20, в нижних 15%.

В Шаимском районе (см. рис. 4), который характеризуется повышенными температурами, значения пористости на глубинах 1,7-2,4 км снижаются от 35 до 17%, причем градиенты ее изменения в верхней части разреза при температурах 60-70°C достигают 15%, в нижней – 5%. Ступени уплотнения фиксируются на глубинах 1,9 и 2,3 км при температурах более 70 и 100°C. Максимальная пористость отмечается в зонах разуплотнения при температурах 60 и более 100°C на глубине 2,5 км (22% – всего на 8% ниже пористости в интервале 1,3-1,4 км). Заметное возрастание минерализации вод отмечается вблизи ступеней уплотнения. Темп уплотнения коллекторов выше, чем в Красноленинском районе.

В западных районах ступени уплотнения 1,7 и 1,9 км знаменуются развитием кальцита и исчезновением монтмориллонита. Ступени на глубинах 2,55-2,25 км отличаются широким развитием изометрично-пластинчатых гидрослюд типа 2М, каолинита, кварца. Ступень 2,7 км характеризуется ассоциацией удлинённо-пластинчатых гидрослюд типа 1М, кварца, мусковита. Во вторичных неоднород-

ностях на ступенях преобладают два типа минерализации (Б.В.Топычканов): рассеянный поликомпонентный и концентрированный, часто мономинеральный, с преобладанием кварца, кальцита, каолинита или гидрослюд с 5-10%-ной примесью одного-двух других минералов. Они образуют “вторичные” пласты, “столбы”, крупные пятнистые зоны и соседствуют с зонами растворения, выщелачивания с повышенной открытой пористостью пород. Наиболее характерные минеральные ассоциации представлены: одна каолинитом (> 40%) с доломитом и анкеритом, другая – гидрослюдой (> 60%), третья, характерная для коры выветривания, – магнезиальным хлоритом (> 35%) с монтмориллонитами и гидрослюдами или без них.

Разуплотненные и уплотненные породы широко распространены соответственно в зонах водонефтяных контактов и под ними. Песчано-алевритовые коллекторы здесь содержат до 40% и более аутигенных кварца, каолинита, магнезиального хлорита и гидрослюд.

Особенностью ассоциаций является развитие органоминеральных комплексов, состоящих из ОВ, каолинита и гидрослюд. Исследования этих комплексов методами рентгеноструктурного, электронографического анализов, под микроскопом и на дериватографе (Талинское месторождение, горизонт ЮК<sub>10</sub>-ЮК<sub>11</sub> – шеркалинские песчаники с каолиновым цементом) показали, что триклинно-моноклинный каолинит разрушается в колонне электронного микроскопа. Степень разрушения аномальных каолинитов из разных скважин неодинакова, от скелетов (скв. 125) до частиц усыхания (скв. 132). Аномальный каолинит органоминеральных комплексов зон ВНК обуславливает гидрофобность коллекторов, распространение которых ограничивается этими зонами и обеспечивает повышение в них фильтрационных свойств. Гидрослюды, находящиеся совместно с каолинитом, содержат одинаковое количество дислокаций и имеют единый механизм кристаллизации. Гидрослюдисто-каолиновые агрегаты в районе флюидных контактов (Талинское месторождение, скважины 132 и 813) содержат 90-95% каолинита и 5-10% гидрослюд (А.В.Мухер).

При удалении вглубь водяной части залежи количество аутигенных минералов возрастает, причем 60-70% в них может составлять железистый и магнезиально-железистый хлорит, определенный по дифрактограммам. Такие закономерности наблюдаются и на многих других месторождениях Западной Сибири в зонах ВНК (Поточное, Заполярное, Северо-Варь-Еганское и др.).

Формирование зон разуплотнения и уплотнения ВНК, сложенных органоминеральными комплексами, связано с изменением термодинамических параметров и нарушением равновесия в системе. Следует подчеркнуть роль динамики движения флюидов. Содержащиеся в нефтях органические кислоты, перекиси, спирты и альдегиды активно взаимодействуют со скелетной частью пород. Промежуточные продукты реакций (свободные радикалы, сложные органические катионы, анионы) в местах активного взаимодействия нефти и скелета пород в зонах ВНК усиливают окислительный потенциал среды.

Зоны разуплотнения наследуют участки размыва, выщелачивания минералов в порах кор выветривания, распространены в русловых отложениях, в зонах разломов и повышенной трещиноватости (Салымское, Талинское, Ем-Еговское месторождения и др.). В интервалах 1,4-1,7 и 2,45-2,5 км они характеризуются почти полным уничтожением в цементе песчаников кальцита (горизонт ЮК<sub>10</sub>, ЮК<sub>11</sub> Талинского месторождения), которое сопровождается каолинизацией гидрослюд и слабым окварцеванием пород, благоприятно воздействующими на свойства коллекторов.

Для коллекторов района характерно широкое развитие на разных глубинах зон трещиноватости и выщелачивания, количество которых возрастает на участках с неровным рельефом фундамента. Трещины в керне выполнены глинистым и обломочным материалом, содержат следы оползания и зеркала скольжения, заполнены кальцитом и хорошо раскристаллизованным каолинитом.

Таким образом, ступени уплотнения и зоны разуплотнения западных районов наследуют участки размыва пород, распространены в корах выветривания, русловых отложениях, зонах разломов близ флюидных контактов. Их специфика заключается в широком развитии органоминеральных комплексов, которые возникают в условиях высокой динамики флюидов и характеризуются гидрофобностью, благоприятно воздействующей на свойства коллекторов.

**Разрезы северных и восточных районов.** В Тазовском районе (см. рис. 9) максимальные величины открытой пористости пород снижаются в интервале 0,8-3,5 км от 40 до 20%. Отчетливая ступень уплотнения наблюдается на глубине 1,35 км на границе верхне- и нижнемеловых отложений при температурах 35-40°C. Градиент изменения пористости составляет 20%, ниже по разрезу снижение и возрастание пористости носит волновой характер. В Южно-Русском и Александровском районах (см. рис. 10, 11) распределение по-

ристости с глубиной носит аналогичный характер. Резкое изменение пористости происходит между ниже- и верхнеюрскими отложениями на глубине около 1,2 км. Отчетливая ступень отмечается на границе верхне-и нижнемеловых отложений, где градиент изменений  $K_{пот}$  достигает 20%. При сходном песчано-алевритовом составе ограничивающие их участки уплотнения характеризуются общим возрастанием количества аутигенного хлорита, каолинита, кальцита, гидрослюд. Песчаники зон разуплотнения имеют высокие коллекторские свойства и принадлежат к I-III классам проницаемости. При погружении на глубину 2,5 км песчаники сходного состава превращаются в коллекторы преимущественно V-VI, редко III классов (Енисей-Хатангский прогиб). В Уренгойском районе (см. рис. 13) пористость на глубинах 1,2-3,5 км снижается от 40 до 12%. Наибольшие ступени уплотнения фиксируются на глубинах 1,0; 1,45-1,5; 2,5; 2,8; 3,0 км. Они соседствуют с зонами постепенного изменения пористости с глубиной: от 10% на глубине 1,3 км до 5% на глубине 3,0 км. В интервале 2,9-3,3 км в разрезе наблюдается увеличение температурного градиента более чем на 10°C, что сопровождается общим разуплотнением глин. В глубоких горизонтах Тюменской сверхглубокой скважиной вскрыты зоны разуплотнения ( $K_{пот} = 20\%$ ). В Ямальском районе (см. рис. 12) максимальная пористость в интервале с 0,6 до 3,4 км снижается с 40 до 10%. Ступени уплотнения обнаружены на глубинах 0,9; 1,8; 2,4; 2,8 км, а зоны разуплотнения расположены под ними, причем наиболее крупные тяготеют к участкам преобладающих температур 50, 60 и 80°C.

Изменение пористости в зонах разуплотнения на глубинах 0,6 км превышает 15%, 1,4 км – 10%, 2,6 км – 5%, т.е. снижается с глубиной.

\* \* \*

Изучение распределения коллекторских свойств пород в литостратиграфических подразделениях и в различных глубинных условиях основных районов Западно-Сибирского нефтегазосного бассейна позволило определить их общие черты.

Специфика юрско-меловых продуктивных терригенных отложений заключается в преобладании кварц-полевошпатовых, аркозовых, в присутствии литокластических песчано-алевритовых коллекторов, которые относятся к первично-вторично-поровым и поровотрещинным. Их литологический коэффициент, отражающий неод-

нородность пластов, колеблется от 0,5 до 2. Проницаемость по гидродинамическим данным в 1,3-20 раз выше, чем по керну. С глубиной это несовпадение по числу случаев возрастает и наблюдается в половине объектов, что обусловлено в основном трещиноватостью.

Факторный анализ данных с различными величинами параметров трещиноватости ( $B$ ) показал, что коэффициенты корреляции между свойствами коллекторов и геологическими, технологическими и динамическими факторами существенно изменяются. При  $B > 1$  на продуктивность скважин наибольшее влияние оказывают эффективная мощность пласта-коллектора, коэффициент его вскрытия, проницаемость, газовый фактор; при  $B < 1$  большую роль приобретают пористость, пластовое давление и температура. Свойство менять свою структуру при изменении параметров служит признаком сложных динамических систем. Значит, коллекторы являются многофакторными литофлюидодинамическими системами, представляющими упорядоченные типы распределений пород, минеральных ассоциаций и флюидов, которые отличаются перемещением последних в системах и отличаются согласованными преобразованиями в истории развития Земли при изменении условий. Системы обладают свойственными им типами границ, тел, взаимосвязанных процессов, которые могут не совпадать с выделенными по другим признакам, но между ними в конкретных условиях существуют связи, составляющие геологическую основу поисковых и разведочных работ. Исследование систем может выполняться с применением геологического моделирования на уровне литофациальных комплексов юрско-меловых отложений ЗСНГБ. Модели систем подчиняются известным принципам конвергентности, унаследованности, аномальности. Большое значение имеет принцип подобия объектов, который отражает единую направленность процессов в разных масштабах и позволяет использовать экспериментальные данные о происходящих в них процессах для количественной оценки параметров систем.

Изучение изменений коллекторских свойств в разрезах ЗСНГБ показало, что они происходят неравномерно и носят волновой характер. Зоны разуплотнения чередуются со ступенями уплотнения и при сходном песчано-алевритовом составе пород различаются количеством и составом аутигенных минералов, структурой, трещиноватостью. В коллекторах присутствуют ассоциации минералов, отражающие условия высокой динамики флюидов. Смена зон сопровождается изменением минерализации вод и термобарических параметров.

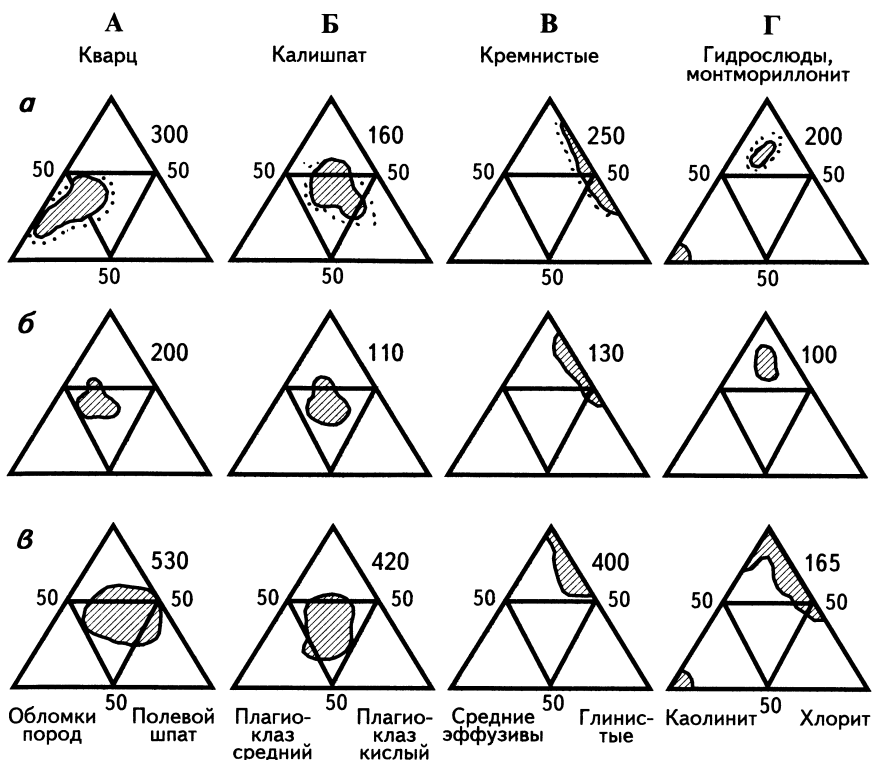
Положение ступеней уплотнения и зон разуплотнения совпадает на одних участках с поверхностями флюидных контактов, на других – с плоскостями напластования и трещин. Они сопровождаются градиентами изотермических полей. Появление ступеней уплотнения усиливает литологическую неоднородность. В результате в недрах наблюдается макроструктура, представляющая сложное переплетение линз и прослоев уплотненных и разуплотненных пород. В прогибах над рифтовыми системами, по сравнению с их ограничениями (в Уренгойском и Вартовском районах), поверхности с одноплановыми изменениями аутигенных минералов залегают на 0,6-1,0 км глубже, выражены нечетко, а зоны разуплотнения имеют большую толщину.

На состав и свойства коллекторов ЗСНГБ влияет скорость осадконакопления. В разрезе бассейна наиболее широкое распространение получили четыре разновозрастных группы комплексов коллекторов, различающихся преобладающими скоростями осадконакопления: ниже-среднеюрская переменнo-скоростная (0-50 м/млн лет), верхнеюрско-меловая, келловей-нижнеберриасская низкоскоростная (до 20 м/млн лет), меловая, верхнеберриасско-сеноманская высокоскоростная (20-100 м/млн лет) и верхнемеловая палеогеновая, турон-олигоценoвая, низкоскоростная (до 20 м/млн лет). Они отражают основные седиментационно-динамические этапы формирования толщ коллекторов. В ниже-среднеюрской переменнo-скоростной группе наиболее распространенная толща коллекторов представлена тюменской свитой, спецификой которой является присутствие литокластических и граувакковых пород. В келловей-нижнеберриасской низкоскоростной группе важное значение имеет васюганская свита, которая характеризуется чаще аркозовым и кварцевым составом песчано-алевритовых коллекторов. В верхнеберриасско-сеноманских высокоскоростных свитах преобладают кварц-полевошпатовые их разности. Сравнительный анализ петрографических особенностей коллекторов (рис. 29) \* наглядно подтверждает различия в их составе и свойствах в зависимости от скорости осадконакопления.

Существует известная структурная разобщенность в распространении коллекторов, флюидоупоров и систем с различной проницаемостью в вертикальном и горизонтальном направлениях. Толщи флюидоупоров тяготеют к длительно погружавшимся впади-

---

\* Использованы материалы Б.А.Лебедева.



**Рис. 29. Состав песчано-глинистых пород**

*Комплексы:* а – переменнo-скоростные (нижне-среднеюрские отложения); б – низкоскоростные (келловей-киммериджские породы); в – высокоскоростные (валанжинские и готеривские отложения). *Количественная характеристика:* А – всей обломочной части; Б – полевых шпатов; В – обломков пород; Г – глинистой части

\* Число проанализированных образцов

нам, системы переслаивания коллекторов и флюидоупоров – к структурам с контрастным составом пород, толщи коллекторов сосредотачиваются на относительных поднятиях. На большинстве структур ЗСНГБ различия в свойствах коллекторов предопределены неодинаковым вещественным составом пород в купольных частях и на склонах структур. Это обусловлено относительным изменением скорости осадконакопления в сводовых частях структур и на их погружениях. Структурное положение коллекторов определяет распределение пьезометрического давления, а следовательно, интенсивность процессов изменения, выщелачивания в диагенезе.



Выявлена связь между температурным полем ЗСНГБ, отражающим строение, возраст и флюидодинамические характеристики фундамента, и распределением коллекторских толщ и флюидоупоров. Она выражена в ориентировке полей и зон градиентов температуры и параметров коллекторских толщ, которые совпадают с простиранием структур, рифтовых систем и разломов.

Из изложенного следует, что величины коллекторских характеристик обусловлены динамическими факторами их формирования.

Выполненный в разделе анализ состава, строения, генезиса, распределения свойств пород-, пластов-коллекторов и зон разуплотнения в разрезе и по латерали показал, что коллекторские толщи представляют сложный самостоятельный объект с изменяющейся структурой и характером связей между параметрами, т.е. литофлюидодинамические системы. Модели систем подчиняются известным принципам подобия, конвергентности и унаследованности. Это позволяет использовать экспериментальные данные о происходящих в коллекторах процессах для количественной оценки параметров систем.

## Глава 4. ГЛУБИННАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ

---

*Рассмотрена глубинная зональность коллекторов, отражающая вертикальную расслоенность литосферы. Показана зависимость ее от интенсивности миграции флюидов и связь с нефтегазообразованием.*

Породы различного вещественного состава реагируют на изменение термобарических условий в недрах Земли, что необходимо учитывать при оценке эффективности вскрытия пластов.

Изучение изменений максимальных, среднестатистических и модальных значений свойств коллекторских толщ на примере нескольких тысяч образцов по материалам Центральной лаборатории Тюменьгеологии, ВНИПИвзрывгеофизики и ЗапСибНИИгеофизики показало, что эти изменения с глубиной носят стохастический характер. Кривые, характеризующие изменение коллекторских свойств пород с глубиной по отдельным районам независимо от принадлежности к литостратиграфическим подразделениям, имеют вид затухающих синусоид, отражающих как бы сфотографированный автоколебательный процесс развития неравновесной литофлюидодинами-

ческой природной системы, какой является толща мезозойских коллекторов Западной Сибири.

На фоне неравномерного изменения коллекторских свойств в подавляющем большинстве районов Западной Сибири выделяются четыре глубинные зоны, ограниченные ступенями регионального распространения на отметках 2,0; 2,2-2,5 и 2,7-2,8 км. Они характеризуются различными величинами коллекторских параметров, типами распределения минералов и флюидов, неодинаковыми по морфологии и генезису участками разуплотнения, геодинамическими условиями, а в конечном счете, и закономерностями образования залежей.

В каждой из зон различный набор естественных факторов определяет ее облик, поэтому внешнее вторжение в разные зоны коллекторской литофлюидодинамической системы при вскрытии бурением и перфорацией приводит к возникновению неоднозначных эффектов в системе “скважина-пласт”.

Большую роль в изменении параметров глубинных зон коллекторов играют процессы миграции флюидов. Затрудненный или свободный режим движения флюидов использован при разделении толщ коллекторов на *автогенетические* (автономные, или закрытые) и *интрагенетические* (сквозные открытые) комплексы. Изменения свойств коллекторов в автогенетических комплексах происходят медленно и определяются внутренней спецификой толщ. Преобразования коллекторов в интрагенетических комплексах связаны с внешними условиями, которые приводят к быстрому и резкому снижению или увеличению коллекторских параметров.

Ниже приводится краткое описание зон, эффективности вскрытия в них продуктивных пластов перфорацией и анализируются некоторые факторы, оказывающие большое влияние на изменение условий в системе “скважина-пласт” (табл. 4).

Типичными *интрагенетическими* системами погружения являются разрезы Среднего Приобья (см. рис. 6-8).

**Верхняя зона коллекторов** толщиной до 1,0 км (глубина до 2,0 км) ограничена сверху глинистыми флюидоупорами дербышинской серии палеоген-туронского возраста и представлена верхними горизонтами усть-тазовской серии, включая покурскую, уватскую, викуловскую свиты альб-сеноманского, готерив-барремского веков. Коллекторы гранулярные первично-поровые I-IV классов, расчленены протяженными трещинными системами, которые играют важную роль в высокой сообщаемости толщ. Среднестатистические значения открытой пористости – 20 %, проницаемость изменяется от 100 до 1000 фм<sup>2</sup>.

Зона	Глубина, км	Температура, °С	Соотношение пластового ( $P_{пл}$ ) и гидростатического ( $P_z$ ) давления	Уплотнение глинистых и полимиктовых пород	Преобладающие глинистые минералы	Дисперсия плотности глинистых минералов	Преобладающие коллекторы
Первая	До 2	30-50	$P_{пл} < P_z$ ; в залежах газа $P_{пл} \geq P_z$	Слабое	Монтмориллонит, гидрослюда, каолинит, хлорит	0,002	Первично- и вторичнопоровые
Вторая	До 2,2-2,5	50-80	$P_{пл} < P_z$ ; в залежах газа $P_{пл} \geq P_z$	Умеренное	Смешаннослойные, гидрослюда, хлорит, каолинит	0,0018	Первично- и вторично-поровые, вторично-порово-трещинные
Третья	До 2,7-2,8	80-100	$P_{пл} > P_z$ , АВПД	Сильное	Гидрослюда, каолинит	0,0016	Вторично-поровые, вторично-порово-трещинные, реликтовые, первично-поровые
Четвертая	До фундамента	100	$P_{пл} > P_z$	Очень сильное	Кварц-гидрослюдистые агрегаты, хлорит-гидрослюдистые, каолинит-слюдистые	0,0012	Вторично-порово-трещинные, вторично-поровые, трещинно-жильные

В интервале 1,1-1,3 км (иногда 1,58-1,62 км) и глубже отмечают участки относительного увеличения пористости. В нижних горизонтах зоны, начиная с олигоцена, когда температуры в ней превышали современные на 20°С, а на севере – на 30°С, при 60°С происходило растворение кальцита в цементе песчаников.

Относительное снижение температуры в начале четвертичного периода привело к образованию обширных горизонтов разуплотнения, всасывания флюидов и формированию уникальных залежей газа и нефти с низкой газонасыщенностью.

В настоящее время в зоне преобладают температуры 30-50°С; геотермический градиент 3,7°, пластовые давления превышают 16 МПа, они ниже гидростатических на 1-5% (на Ямале – до 15%). В скоплениях УВ отмечается давление, близкое к гидростатическому или слегка избыточное ( $P_{пл}/P_z = 1,1$ ).

Воды в зоне в основном гидрокарбонатно-натриевые, редко хлор-кальциевые с минерализацией 15,6-19,24 г/л, газ состоит в основном из метана.

Зона характеризуется неустойчивым комплексом глинистых минералов, среди которых преобладает монтмориллонит. Дисперсия плотности глинистых минералов достигает максимальных величин 0,0020.

Степень изменения рассеянного органического вещества (РОВ), судя по отражательной способности витринита, соответствует про-

## коллекторов

Открытая пористость, %	Модальные значения абсолютной проницаемости, $10^{-15}$ фм <sup>2</sup>	Модальные значения дебитов, м <sup>3</sup> /сут	Коэффициент гидродинамического совершенства, $K_c$	Зоны категенеза	Воды преобладающие	Зоны разуплотненных коллекторов, преобладающие
20	20-52	50	0,9-1	ПК	Гидрокарбонатно-натриевые	Крупные горизонтальные с АНПД
15-20	2-7	8-50	0,65	МК <sub>1</sub> <sup>2</sup>	Хлоридно-кальциевые	Линзовидные с АНПД
10-15	0,2-1,5 и 10-20	3 и 2-8	0,6	МК <sub>1</sub> <sup>1</sup> -МК <sub>2</sub> <sup>1</sup>	Гидрокарбонатно-натриевые	Линзовидные горизонтальные и вертикальные с АВПД
10	0,5 и 1-5	3 и 10-50	0,3-0,4	МК <sub>2</sub> <sup>2</sup> -МК <sub>3</sub> <sup>2</sup> до МК <sub>4,5</sub>	Хлоридно-кальциевые	Вертикальные и горизонтальные

токагенезу, на глубинах 1,7-2,0 км в глинистых толщах – раннему мезокагенезу. По результатам технического элементного анализа, выполненного по методике В.А.Успенского и др. (1966), на глубинах 1,7-2,0 км в глинистых толщах в нерастворимом органическом веществе (НОВ) содержание водорода ( $H^c$ ) равно 7,5-8%, объем газов ( $V^c$ ) – 71-75%, количество углеводородов ( $C^c$ ) – 72-78%, кислорода ( $O^c$ ) – 9-10%. По данным элементного битуминологического анализа в составе жидких продуктов количество кислых спирто-бензольных фракций составляет 1,5-2%, доля хлороформного битумоида А (ХБА) в РОВ – 4%, УВ составляют 40% ХБА. По мере увеличения глубины  $V^c$  уменьшается с 75 до 71%,  $O^c$  – с 10,5 до 8,6%, сернистые газы ( $S^c$ ) – с 5 до 4,5%;  $C^c$  возрастает с 72 до 78%. Судя по изменению элементного и группового состава ХБА, этапу формирования верхней зоны коллекторов свойственно снижение доли гетероэлементов с 9 до 5,5%. В ХБА содержание УВ возрастает с 4 до 8% и с 1 до 2,5%. Эмиграция УВ на этом этапе не отмечается.

Эффективность создания гидродинамической связи пласта и скважины в этой зоне высокая,  $K_c$  близок к единице, но зачастую в объектах получают притоки из выше- и нижележащих пластов из-за необоснованного увеличения плотности перфорации, которое сопровождается разрывом сплошности цементного камня и образова-

нием трещин в обсадной колонне. Осложнения при вскрытии этой зоны обусловлены выносом песка в связи с “разрыхленностью” коллектора, получением совместной водогазовой продукции, обводнением скважин и зачастую требуют применения щадящих крепь скважины методов перфорации. В глинистых коллекторах основные трудности при вскрытии создают набухающие монтмориллонитовые образования.

**Вторая зона коллекторов** толщиной до 0,9 км (до глубин 2,5 км) ограничена сверху плотностной ступенью, совпадающей с горизонтом “М”, который отождествляется в центральной части с алымской и кошайской толщами. Ступень уплотнения характеризуется количественным увеличением суммарной минерализации, массовым появлением ассоциации диоктаэдрических гидрослюд и магнезиально-железистого хлорита. Верхняя плотностная граница зоны сечет литологические и возрастные границы, подчиняясь соотношениям давлений и температур в земных недрах, пористости и проницаемости коллекторов (рис. 30).

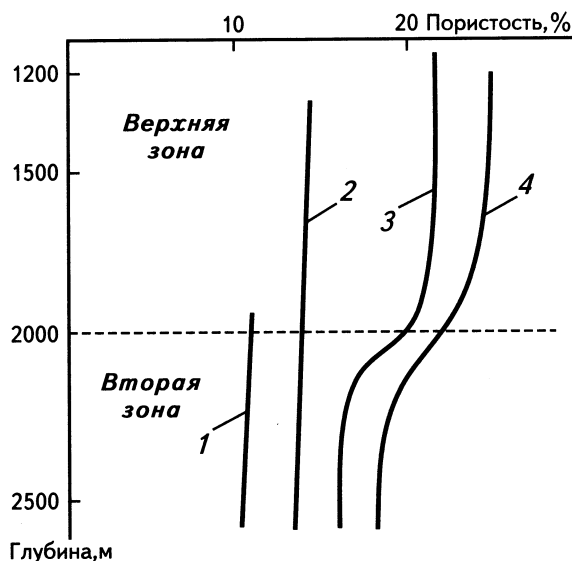


Рис. 30. Изменение соотношений средних величин пористости и проницаемости коллекторов в глубинных зонах Ямального района Западной Сибири (По материалам Ямальской ГЭ)

Значения проницаемости коллекторов, мкм<sup>2</sup>: 1 — 0,1; 2 — 1,0; 3 — 10,0; 4 — 100,0

Зона включает песчано-алевритовые породы-коллекторы вартовской, киялинской, тарской свит нижнеаптского-неокомового возраста. В западной части региона в нее входят позднеюрские и более древние отложения, вплоть до основания мезозойского чехла. Она содержит продуктивные горизонты групп А, Б и в Шаимском районе — П. Среднестатистические значения открытой пористости составляют 20-15%, проницаемость —  $n \cdot 10 - 100 \text{ фм}^2$ , причем по результатам гидродинамических исследований скважин

она выше, чем по керну. Коллекторы первично- и вторично-поровые и вторично-порово-трещинные относятся в пластах АВ<sub>2</sub> – ко II-III, БВ<sub>8</sub> – IV, АВ – V, БВ<sub>10</sub> – III-V классам.

В зоне преобладают температуры 50-80°C, в районе р.Салым – до 90°C. Темп снижения температур увеличивается. Пластовые давления на глубине 1,7 км составляют 16 МПа, 2,4 км – 21,6 МПа, 2,25 км – 23,1 МПа. Зона характеризуется пластовыми давлениями, часто не превышающими гидростатические. Отношение  $P_{пл}$  к  $P_z$  составляет 0,9-0,99, чаще 0,96-0,98, а в неглубокозалегающих юрских отложениях – 1,0-1,09. В скоплениях УВ отмечается избыточное  $P_{пл}$ .

Воды в зоне имеют минерализацию 18-20 г/л. Они содержат 95-97% метана, 3% тяжелых УВ, до 1,3% углекислого газа и представляют инфильтрационную напорную систему с неустойчивыми пластовыми давлениями, чаще не превышающими гидростатическое. Уровни ВНК непостоянны, например, на глубине 2,1 км на расстоянии нескольких километров они изменяются на 10 м.

По количеству УВ-скоплений зона характеризуется концентрацией наибольших ресурсов нефти и газа, интенсивной миграцией флюидов, но более затрудненной латеральной миграцией, чем верхняя. По общему содержанию газа она является переходной от дефицита насыщения газом вод к режиму свободного газа. На нижней границе происходит смена режима недонасыщения на насыщенный.

Распространение залежей здесь определяется литологическими особенностями пород. В нижней части (группа пластов Б) преобладают литологически экранированные залежи. В верхней части зоны распространение месторождений контролируется термоизогипсой 60°C, фиксирующей участки растворения кальцита, образования пьезоминимума (оптимальных коллекторов).

В этой зоне в интервале 2,0-2,45 км, отвечающем градации МК<sub>1</sub>, в прослоях глинистых пород среди коллекторов отмечается однонаправленное снижение содержания НОВ,  $H^2$ ,  $C^2$ , объема газов  $V^2$ . В интервале глубин 2,2-2,45 км содержание  $C^2$  не меняется, а  $H^2$  и  $V^2$  снижаются соответственно с 8 до 7,5% и с 66 до 63%, т.е. данный интервал характеризуется интенсивным нефтеобразованием. Состав исходного битумоида нарушен процессами эмиграции. Они снижают интенсивность нарастания  $C^{ХБА}$  и  $H^{ХБА}$ , но  $\rho^{УВ}$  и  $\rho^{ХБА}$  увеличиваются. Процессы генерации преобладают над эмиграцией. Эмиграционный максимум соответствует глубине 2,25 км. На глубине 2,4 км в зоне баженовская свита генерирует 17,1% жидких продук-

тов, из них 12,0 эмигрирует из пород. На этой глубине отмечаются первые инверсии в изменении  $\beta^{УВ}$ ,  $\beta^{ХБА}$ ,  $C^{ХБА}$  и  $H^{ХБА}$ \*

Зона известна как переходная от неустойчивого к устойчивому комплексу глинистых минералов. Она отличается меньшей дисперсией их плотности. Характерно, что в кровле зоны монтмориллонит замещается смешаннослойными монтмориллонит-гидрослюдистыми образованиями, которые в подошве сменяются гидрослюдами. С переходом адсорбционно-связанной воды в свободную изменяется проницаемость коллекторов и появляется новый значительный объем свободной воды в недрах, возрастает толщина переходных зон в залежах, способных отдавать в зависимости от эффективности вскрытия как воду, так и нефть.

В зоне наблюдается большое количество участков повышения пористости, которые чередуются с уплотненными породами. Следует отметить наличие двух крупных горизонтов разуплотнения, отвечающих температурам 60-70 и 80-90°C, в которых наблюдаются растворение тонкозернистых скоплений карбонатов, изменение состава глинистых минералов, увеличение количества гидрослюд, появление крупнозернистого каолинита, органоминеральных комплексов. В этих локальных зонах разуплотнения, или оптимальных коллекторов, происходит инверсия свойств коллекторов, увеличивается не только их пористость, но и естественная влажность, возрастает количество растворимых солей.

В целом зона характеризуется развитием крупных нефтяных месторождений, неравномерным насыщением вод газом при общем дефиците их насыщения. Коллекторская система зоны является неравновесной. Она состоит из насыщенных и недонасыщенных флюидами пластов, определяющих сложные динамические условия и пульсационные процессы, отражающие стремление системы к равновесию.

Средние величины  $K_c$  равны 0,65. Соотношение пластового и гидростатического давлений обуславливает в процессе бурения формирование в прискважинной области участков повышенного проникновения фильтрата промывочной жидкости, препятствующего

---

\*  $C^{ХБА}$  и  $H^{ХБА}$  – углеводородные газы и водород в ХБА.  $\beta^{УВ}$  и  $\beta^{ХБА}$  – битумоидные коэффициенты, отражающие по результатам экстракции растворимых компонентов из породы содержание соответственно углеводородов (УВ) и хлороформенного битумоида А (ХБА) по отношению к количеству органического углерода ( $C_{орг}$ ) в % (Успенский В.А. и др., 1966).

созданию качественной гидродинамической связи в системе “скважина-пласт” на первых этапах испытаний.

Существующие прострелочно-взрывная аппаратура и соответствующая ей технология обеспечивают в этой зоне рациональное вскрытие пластов перфорацией. Вместе с тем в связи с наличием многопластовых залежей и значительной водообильностью зоны необходима разработка щадящих крепь скважины эффективных технологий вскрытия залежей.

**Третья зона коллекторов** имеет толщину до 0,85 км. Нижняя граница ее расположена на глубине ~ 2,75 км. Зона выклинивается к западу и востоку от Широтного Приобья, увеличивается в толщине в северной части региона. Спецификой ее является формирование зон разуплотнений с АВПД и ИПД при прогреве более чем на 90°С. Она характеризует начало перехода к давлениям, близким к литостатическим. Основными глинистыми минералами являются гидрослюды, неразбухающие смешанослойные образования, крупнозернистый каолинит, магнезиально-железистый хлорит.

В этой зоне наряду с вторично-поровыми широко распространены вторично-порово-трещинные коллекторы, и этим можно объяснить разницу в проницаемости пород по керну и по гидродинамическим данным иногда в десятки раз. Среднестатистические величины  $K_{nom}$  – 10-15%,  $K_{np}$  – n-10n фм<sup>2</sup>. Коллекторы относятся к IV-V, редко к III классам.

Внутреннее строение глубинной зоны характеризуется наличием зон разуплотнения: региональных (горизонта Б, отождествляемого с баженовской свитой, Б<sub>1</sub> – с пластом БС<sub>12</sub>) и вертикальных (Салымское месторождение). Зоны разуплотнения возникли в результате растворения карбонатов в известковистых песчаниках вследствие дополнительного формирования порового объема при гидрослюдизации, нефтегазогенерации и тектонической активизации участков повышенной трещиноватости.

Преобладающие температуры в зоне 80-100°С. Наблюдается снижение темпа их изменений с глубиной. Пластовое давление распределено неравномерно и может быть выше или ниже условно-гидростатического. В скоплениях УВ оно бывает избыточным, аномальным, недостаточным. Зона по величине пластового давления является переходной от литостатических к гидростатическим давлениям, она считается также зоной второго этапа уплотнения (Н.А.Минский).



Воды в зоне гидрокарбонатно-натриевые с минерализацией 18,6-20,9 г/л, которая увеличивается на восток до 47 г/л. В том же направлении воды сменяются на хлоридно-кальциевые. Дебиты вод небольшие (2,3-5,2 м<sup>3</sup>/с в Широтном Приобье). Коллекторы вторично-порово-трещинные с редкими реликтами первично-поровых.

Зона характеризуется режимом свободного газа, весьма затрудненным флюидообменом, устойчивым комплексом глинистых минералов (дисперсия 0,0016) с широкой гидрослюдизацией и сильным уплотнением кварцевых и аркозовых песчаников.

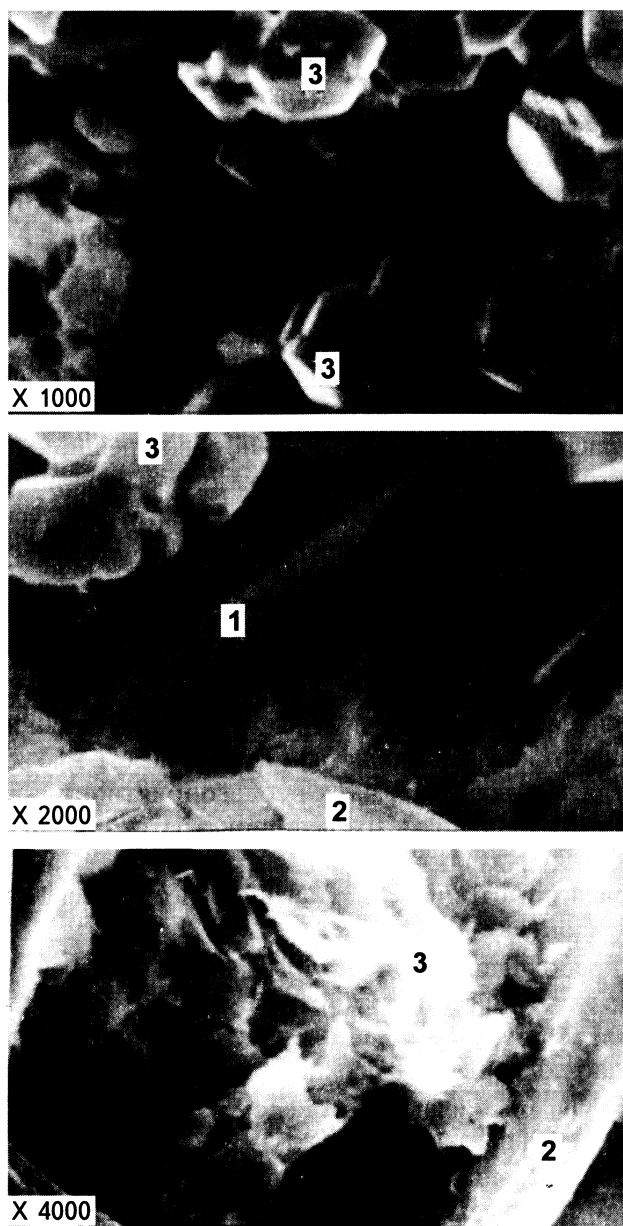
Судя по отражающей способности витринита, ОВ пород зоны относится к низам раннего катагенеза (МК<sub>1</sub>), иногда (в Красноленинском районе на глубине 2,45 км) и к среднему мезокатагенезу (МК<sub>2</sub>). В этой зоне, соответствующей в основном градации МК<sub>2</sub>, отмечается однонаправленное изменение состава НОВ:  $C^2$  составляет 70-75,5%,  $V^2$  уменьшается с 63 до 54%,  $H^2$  находится в пределах от 8 до 7,5% и с глубины 2,63 км снижается с 7,9 до 7,5%. Снижение  $H^2$  и  $V^2$  и восстановление  $C^2$  в НОВ следует связывать с усилением газообразования. Максимумы газогенерации во всех зонах отмечаются на глубинах 1,75; 2,05 и 2,45 км и составляют 5,93% в расчете на исходную массу ОВ. Крупные скопления углеводородов в зоне редки.

Все отмеченные особенности определяют условия, необходимые для создания более совершенных технологий вскрытия залежей, особенно характеризующихся АВПД, и реликтовых залежей, находящихся в условиях низкого флюидообмена.

Коэффициент гидродинамического совершенства скважин не превышает 0,6.

**Четвертая зона коллекторов** толщиной 0,5-0,7 км, в северных районах 1,0-1,5 км и более, ограничена сверху плотностной границей, параллельной отражательному горизонту Б (баженовской свите). Эта граница чаще всего соответствует подошве васюганской свиты, восточнее она проходит в кровле триасовых отложений, в Сургутском районе – в нижних-средних горизонтах тюменской свиты раннеюрского-раннекеловейского возраста.

Дисперсия плотности глинистых минералов – 0,0012, т.е. на 25% ниже, чем в предыдущей зоне. Здесь исчезают смешанослойные, происходит деградация гидрослюды, но сохраняется хлорит и каолинит (рис. 31). Для пород характерны структуры внедрения и приспособления, сутурные контакты. Зерна в песчаниках катаклазированы, раздроблены, смяты. По особенностям преобразования породы верхних слоев относятся к зоне очень сильного уплотнения аркозо-



**Рис. 31. Аутигенные минералы во вторичных порах пород Уренгойского месторождения**

(скв. 266, четвертая глубинная зона коллекторов)  
 1 – кварц; 2 – кальцит; 3 – каолинит

вых и кварцевых песчаников, а низы – к зоне очень сильного уплотнения песчаников. Глинистые породы переходят в аргиллиты. Начинается заключительный этап обезвоживания глин. Влажность их не превышает 2-3%, остается постоянной, появляются структуры, имеющие кристаллический характер.

Внутри зоны присутствуют горизонты повышения пористости, которые отождествляют с подошвой чехла (горизонт “А”) и с основанием тюменской свиты (горизонт “Т”). Разуплотненные глинистые породы отмечены в Уренгойском районе, в горизонтах ачимовской толщи и в тюменской свите, в Южно-Русском районе – на глубинах 3,2 км. В Широтном Приобье и на севере Западной Сибири известны также вертикальные зоны разуплотнения.

В зоне распространены вторично-порово-трещинные и трещинные коллекторы. Во вторичных порах, кроме каолинита, широко развит кварц и кальцит (см. рис. 31). Среднестатистические величины открытой пористости не превышают 10%, чаще составляют 5-8%.

Особенностью коллекторских толщ в этой зоне является большая величина комплексного “параметра трещиноватости” (0,3-0,7 от теоретических значений), установленного по результатам гидродинамических исследований и отражающего интенсивность физико-химических процессов в пластах. Этот параметр в 65% случаев отличен от нуля. Он оказывает чаще неблагоприятное влияние на процессы фильтрации. “Параметр трещиноватости” обнаруживает прямую положительную корреляцию с проницаемостью и продуктивностью скважин и отрицательную с технологией вскрытия коллекторских горизонтов.

В зоне преобладают температуры 100-145°C, фиксируется увеличение темпа снижения температуры вверх по разрезу и ее стабилизация вниз по разрезу, т.е. тенденция изменения температур, противоположная наблюдавшейся в верхней зоне.

Пластовые давления в Уренгойском районе на глубинах 2,75 км составляют 31 МПа, 3,7 км – 50 МПа, 4,2 км – 65 МПа, 4,7 км – 68 МПа. Они превышают гидростатические и приближаются к литостатическим. С увеличением глубин темп роста  $P_{пл}$  снижается. Распределение давлений характерно для зоны, переходной к литостатическим давлениям.

Воды трещинно-жильные, по составу хлоридно-кальциевые в Широтном Приобье и гидрокарбонатно-натриевые в Уренгойском районе, имеют минерализацию 15,9-33 г/л. В составе насыщающего

их газа, наряду с метаном, присутствует азот. Дебиты их малы (47 л/с).

Степень катагенетического преобразования рассеянной органики по отражательной способности витринита в Широтном Приобье соответствует МК<sub>2-3</sub>, в северных районах – МК<sub>3-5</sub>.

В этой зоне преобразование РОВ баженовской свиты характеризуется взаимосвязанным снижением содержания  $H^2$  с 7,5 до 7,0%, выхода  $V^2$  с 54 до 42% и возрастанием содержания  $C^2$  в НОВ с 70 до 82,5%, что свидетельствует о продолжающемся процессе газообразования. Содержание ХБА в ОВ уменьшается с 11 до 8%. Максимум газогенерации отмечается на глубине 3,05 км и достигает 5-20%.

В этой зоне из-за высокой субвертикальной трещиноватости существенным является привнос флюидов из нижних горизонтов чехла и из фундамента ЗСНГБ, поэтому флюиды имеют сложный состав. В связи с малым количеством свободных вод и изолированностью проницаемых участков подток небольшого количества чуждых флюидов из нижних горизонтов может привести к возникновению аномалий, зон АВПД.

Эффективность вскрытия зоны низка, несмотря на повышение плотности перфорации и применение методов воздействия,  $K_c$  не превышает 0,3. Использование существующих интенсивных технологий не дает должного увеличения эффективности вскрытия, что приводит к необходимости разработки технологий с еще более интенсивным воздействием на пласт. Широкая вертикальная сообщаемость залежей также заставляет совершенствовать методы вскрытия пластов бурением и перфорацией.

В автогенетических системах в Уренгойском районе глубинная зональность имеет свою специфику.

**Верхняя зона** отличается от аналогичной в интрагенетических системах глубиной основания – 2,7 км (на 0,7 км глубже). В интервале 2,0-2,7 км, соответствующем градации МК<sub>1</sub>, в НОВ содержание  $H^2$  составляет 8%, объем газов  $V^2$  – 75-78%, количество  $C^2$  – 77%, жидких углеводородов (ЖУВ) в кислых спиртобензольных фракциях – 2%, доля ХБА в РОВ – 8-13%, с увеличением глубины  $V^2$  уменьшается с 75 до 73%,  $O^2$  – 8%. Коэффициенты  $\beta^{ХБА}$  и  $\beta^{УВ}$  составляют соответственно 8-13% и 4-8%, генерация  $CO_2$  подавлена.

Генерация летучих в этой зоне низка и составляет всего 2% против 5-20% в зоне в интрагенетических системах.

В баженовской свите автогенетического типа (Салымский район) с глубины 2,2 до 2,6 км пористость в 1,6-1,8 раза выше, чем в инт-

рагенетической системе, и достигает 10,5%. Глубине 2,7 км соответствует максимум генерации битумоидов, и давление здесь на 10 МПа превышает гидростатическое. На глубине 2,9 км отмечается максимум расчетной генерации летучих, а давление на 20 МПа выше гидростатического.

Одноплановые катагенетические преобразования пород происходят в автогенетических системах при более высокой температуре (90-125°C), чем в интрагенетических (60-115°C). Изменение порового пространства сопровождается катагенезом ОВ. Свойства коллекторов возрастают как вследствие трансформации монтмориллонита и появления процессов растворения кальцита, так и вследствие формирования высокоподвижных газообразных и жидких продуктов генерации РОВ. Эти процессы сопровождаются повышением температуры, дезинтеграцией, повышением пористости, разуплотнением пород. Масштабы разуплотнения определяются соотношением процессов генерации и эмиграции новообразованных продуктов, смешанных с трансформированными из глинистых пород водами.

**Вторая зона**, как и верхняя, отличается от аналогичной зоны в интрагенетических системах более глубоким залеганием. Градация МК<sub>1</sub> и основание зоны отмечаются на глубине 3,2 км. Максимум генерации жидких продуктов наблюдается на отметке 2,8 км и соответствует интенсивному нефтеобразованию, отвечающему его главной фазе. Этот максимум расположен на 0,4 км глубже, чем в интрагенетических системах. Зона характеризуется в интервале 2,6-2,9 км снижением  $C^c$  с 76,5 до 74,5%, а в интервале 2,9-3,1 км – увеличением до 81%, снижением  $H^c$  и  $V^c$  соответственно с 8 до 6,7% и с 73 до 59%.

Увеличение  $C^c$  с глубины 2,9 км свидетельствует о начале газообразования. Состав битумоида изменен процессами эмиграции, которые снижают интенсивность нарастания  $C^{ХБА}$  и  $H^{ХБА}$ ;  $\beta^{УВ}$  и  $\beta^{ХБА}$  продолжают увеличиваться, т.е. процессы генерации преобладают над эмиграцией. На глубинах 2,7 и 3,0 км отмечаются инверсии в изменении  $\beta^{УВ}$ ,  $\beta^{ХБА}$ ,  $C^{ХБА}$  и  $H^{ХБА}$ .

Толща генерирует 26,4% жидких нафтидов, из них 17,7% эмигрируют из нее. Наиболее интенсивная генерация летучих приурочена к глубине 2,85 и 2,95 км, составляя 6,3 и 4% от исходной массы ОВ. Количество выделившихся продуктов (57 и 58%) больше, чем эмигрировавших. Эмиграционный максимум отмечается на глубине 2,75 км, в то время как в интрагенетических системах он расположен на глубине 2,25 км.

**Третья зона** расположена на глубинах 3,1-3,8 км, на 0,6 км глубже аналогичной в интрагенетических системах. Она отвечает концу градации  $МК_1$  и  $МК_2$  и характеризуется увеличением в НОВ (особенно на глубинах 3,65 км)  $C^2$  до 78-82% и снижением  $V^2$  и  $\beta^{ХБА}$  – соответственно до 38-42 и 6,8-5%. Согласованное увеличение  $C^2$  и уменьшение  $V^2$  и  $H^2$  свидетельствуют об интенсивных процессах газообразования. Содержание  $\beta^{ХБА}$  в ОВ снижается с 14 до 10%.

Таким образом, основное различие в формировании коллекторов и залежей заключается в смещении в автогенетических системах генерации в сторону жидких продуктов и погружение ее максимумов на большую глубину (на 0,4 км и более) по сравнению с аналогичными процессами в интрагенетических системах.

Расчеты выявили глубины проявления главной фазы нефтегазообразования: в системах интрагенетического типа – 2,4 км (17,1% ЖУВ), а в автогенетических – 2,8 км (26,4% ЖУВ). Эмиграция флюида в коллекторы интрагенетических систем происходит в виде газонефтяного раствора, который под высоким давлением выпрыскивается в соседние водонасыщенные породы. Когда давления флюидов превышают гидростатические на 10-15 МПа, происходит флюидоразрыв и осуществляется миграция флюида. Распад раствора приводит к выделению асфальтово-смолистых компонентов: до 10% в интрагенетических системах на глубинах 1,9-2,2 км и до 20% в автогенетических – на глубинах 2,4-3,3 км.

Сохранение нефтяных скоплений стало возможно в условиях надежной изоляции коллекторов (пласт  $Ю_0$ ), а получение значительных притоков при подтоке флюидов под давлением снизу. Динамические условия, необходимые для существования залежей, обеспечивались при падении давления за счет термодеструкции ОВ и подтока флюидов из более глубоких горизонтов. Под воздействием эмиграции УВ формировались скопления в близрасположенных коллекторах (пласт  $Ю_1$ , ачимовская толща Западно-Таркосалинского, Ново-Молодежного, Южно-Покачевского, Конитлорского и других месторождений).

Комплексное изучение зональности коллекторов позволило установить, что наиболее интенсивный период формирования залежей в связи с преобразованием ОВ в интрагенетических системах относится к концу альбского – началу сеноманского веков. В этих системах верхняя зона формирования залежей за счет преобразования ОВ выделена на глубинах 1,7-2,0 км. Максимальное нефтеобразование в автогенетических системах началось в олигоцене, происходи-

ло в послеолигоценовое время и продолжается ныне. В них верхняя зона формирования крупных залежей расположена в интервале 2,45-3,6 км.

Участкам максимальной нефтегазогенерации и эмиграции соответствуют зоны разуплотнения коллекторов. К ним примыкают и ступени уплотнения, служащие границами глубинных зон коллекторов.

Перспективы обнаружения залежей нефти и газа в зонах коллекторов при благоприятных условиях нефтегазогенерации в бассейнах тесно связаны с глубинной зональностью, с зонами разуплотнения, в которых пластовые давления в 1,5-2 раза выше гидростатических, с участками, примыкающими к таким зонам, с трещинными системами и с ограничениями грабен-рифтов. Необходимо также выявлять и вскрывать зоны флюидных потоков в недрах.

\* \* \*

Установленная на примере Западной Сибири глубинная зональность находит выражение в средних величинах коллекторских свойств, в типах распределения минералов и флюидов, в темпах изменения температур и давлений, в величине, форме и генезисе зон разуплотнения. Она подтверждает вертикальную расслоенность литосферы в самых верхних горизонтах. Характеристики зон во многом определяются процессами образования и миграции флюидов. В разрезе глубинные зоны, осложненные участками уплотнения и линзами разуплотнения, являются подобием моментальной фотографии пульсационного процесса формирования коллекторов.

## **Глава 5. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ЭВОЛЮЦИИ И ДИНАМИКИ ФОРМИРОВАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ**

---

*Рассмотрены обстановки седиментации и их динамическая характеристика. Выявлено влияние геохимических, гидрогеологических и деструктивных факторов на образование коллекторских комплексов. Показано преобразование толщ при погружении. Обоснованы закономерности формирования коллекторов. Разработан комплекс методов их оперативного прогноза.*

### **5.1. Обстановки седиментации и их динамическая характеристика**

Эволюция динамических факторов формирования коллекторов устанавливалась путем изучения исторической последовательности смены обстановок седиментации. Был выполнен краткий историко-геологический анализ динамических обстановок аккумуляции осадков Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в седиментогенезе. Обстановки седиментации сопоставлены с распределением значений свойств коллекторов и с температурой в недрах.

Объектами исследования условий седиментации являются комплексы фаций, отражающие обстановки осадконакопления, которые представляют части сред, по физическим, химическим и биологическим признакам отличающиеся от соседних. Границами их служат уровень моря и базис эрозии. Комплексы различаются составом, текстурой, которые выражены в типах слоистости и параметрах осадочных тел. Основные отличия заключаются в форме, размерах зерен, сортировке, упаковке и уплотнении пород. Эти свойства определяют и различия в их коллекторских характеристиках. Появление отмеченных особенностей пород, образование осадочных тел с неодинаковой формой, размером, другими свойствами связаны с их происхождением и сохранением. Следовательно, активность энергетических процессов аккумуляции осадков определяется строением и рельефом фундамента, интенсивностью прогибания бассейна, которые могут быть выражены различными величинами скоростей осадконакопления.



С другой стороны, ряд важных специфических черт комплексов фаций, и прежде всего литологическая неоднородность, отражает энергетические условия их формирования в седиментогенезе. К ним относятся действие морских, метеорологических, ветровых, приливных течений, плотностных и других способов гравитационной транспортировки, изменение годового расхода осадков, ряда других факторов климата, относительной интенсивности речных и морских процессов. Наибольшее влияние, кроме климата, на состав, текстуру, распределение в разрезе песчано-алевритовых коллекторов оказывают энергия волн и расход воды.

Нетрудно видеть, что все рассмотренные причины представляют флюидодинамический фактор осадконакопления, который может быть выражен динамикой среды переноса и седиментации материала. С действием этого фактора связан состав наносов, количество песчано-алевритовых тел, их ориентировка и величина. Поэтому за основу при седиментационно-динамическом моделировании принимается, кроме скорости осадконакопления, динамика среды переноса и седиментации осадков. Она ярче всего для песчаных тел, содержащих влекомый материал, отражается в характере слоистости.

В качестве критерия динамики среды переноса и седиментации может быть принят подтвержденный экспериментально флюидодинамический коэффициент  $K_\phi$  (Ф.Фруд):

$$K_\phi = \frac{V}{\sqrt{gl}},$$

где  $l$  – длина пути, проходимого частицей по инерции до остановки, м;  $V$  – скорость частицы, м/с,  $g$  – ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>.

Значение этого коэффициента характеризует текстуру пород. В зависимости от величины  $K_\phi$  поток воды с песком разделяется на два типа: при  $K_\phi < 1$  образуются диагональные, линзовидные и косослоистые текстуры, при  $K_\phi > 1$  слои песка приобретают параллельную горизонтальную слоистость.

Кроме того, при разработке моделей использовано положение осадков по отношению к уровню моря и волновому базису. Толщи коллекторов, формировавшиеся между уровнем моря и волновым базисом, характеризуются чаще косослоистыми текстурами, значением  $K_\phi < 1$  и большой величиной энергетического коэффициента ( $K_\epsilon$ ), представляющего отношение скорости осадконакопления к флюидодинамическому коэффициенту. Пачки флюидоупоров, обра-

зовавшиеся ниже уровня волнового базиса, отличаются параллельно-слоистыми текстурами, значительными величинами  $K_\phi$  и низкими –  $K_z$ .

Изменение соотношений скорости осадконакопления и динамики переноса и седиментации определяет энергию седиментации осадков.

Выполненный авторами анализ динамики осадконакопления позволил разработать классификацию литофациальных комплексов (рис. 32) и осуществить их систематизацию и типизацию в юрско-меловых отложениях Западной Сибири (глава 6).

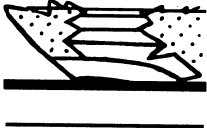
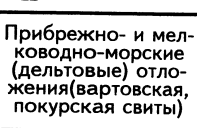
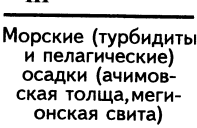

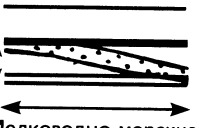
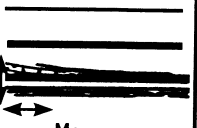
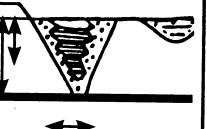

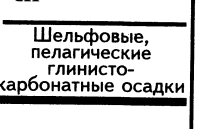
Классификация состоит из девяти теоретических седиментационно-динамических моделей. Все модели в соответствии со скоростями осадконакопления и строением фундамента разделены на три группы: с переменной скоростью осадконакопления (1-50 м/млн лет и более), низкой (1-20 м/млн лет) и высокой (20-50 м/млн лет и более). В каждой из групп выделены комплексы в соответствии с расположением осадков в процессе формирования по отношению к уровню моря и волновому базису, с характерной для них динамикой переноса и седиментации.

Принятый подход к исследованиям позволил разделить терригенные отложения на элементы со сходной скоростью накопления и динамикой переноса и седиментации осадков, построить седиментационно-динамические схемы для отдельных интервалов времени, начиная с ранне-среднеюрского до сеноманского (см. рис. 14-20), изучить эволюцию динамических обстановок, установить влияние палеотектонических, палеогеоморфологических факторов и динамического режима седиментации.

В эволюционном развитии динамических обстановок формирования коллекторов Западно-Сибирского бассейна отмечается четыре этапа с неодинаковой энергетической активностью, три из них показаны на рис. 33.

Наиболее контрастным является первый – ранне-среднеюрский, включая раннекелловейский этап, когда большая часть региона, формировавшаяся на рифтовой системе, стала ареной накопления в условиях переменной скорости и динамики переноса и седиментации прибрежно-континентальных линзовидно-слоистых толщ. Эти условия создали предпосылки для интенсивной вертикальной проницаемости толщ.

На следующем этапе в позднеюрское, а на западе региона вплоть до конца ранневаланжинского времени при низкой скорости осадконакопления и различной активности среды переноса и седи-

Скорость осадконакопления, м/млн лет	Динамический энергетический уровень, положение осадков к уровню моря и волновому базису		
	$K_{\Phi} = 0,1-1,0$ и более 1,0	$K_{\Phi} = 0,1-1,0$	$K_{\Phi} > 1,0$
Высокая - 20-30 и более (молодые платформы)	<b>А<sub>I</sub></b>  Прибрежно-континентальные (речные, золовые, озерные) отложения	<b>А<sub>II</sub></b>  Прибрежно- и мелководно-морские (дельтовые) отложения (вартовская, покурская свиты)	<b>А<sub>III</sub></b>  Морские (турбидиты и пелагические) осадки (ачимовская толща, мегинская свита)
Низкая - 1-20 (древние платформы)	<b>Б<sub>I</sub></b>  Прибрежно-континентальные и континентальные (аллювиальные) отложения	<b>Б<sub>II</sub></b>  Мелководно-морские (шельфовые) отложения (васюганская свита)	<b>Б<sub>III</sub></b>  Морские (пелагические) осадки (баженовская толща)
Переменная - 1-50 и более (рифты)	<b>В<sub>I</sub></b>  Делювиально-аллювиальные отложения	<b>В<sub>II</sub></b>  Турбидиты	<b>В<sub>III</sub></b>  Шельфовые, пелагические глинисто-карбонатные осадки

**Рис. 32. Классификация теоретических седиментационно-динамических моделей литофациальных комплексов коллекторов**

1 – базис эрозии; 2 – уровень моря; 3 – волновой базис

Комплексы: по скорости осадконакопления: А – высокоскоростной, Б – низкоскоростной, В – переменнo-скоростной; по динамике среды переноса и седиментации осадков: I – переменнo-динамичный, II – высокодинамичный, III – низкодинамичный

Стрелки указывают направление преобладающего энергетического воздействия

ментации сформировались известные дренирующие коллекторские горизонты (васюганская свита) и нефтепроизводящие толщи (баженовская и низы мегинской свиты).

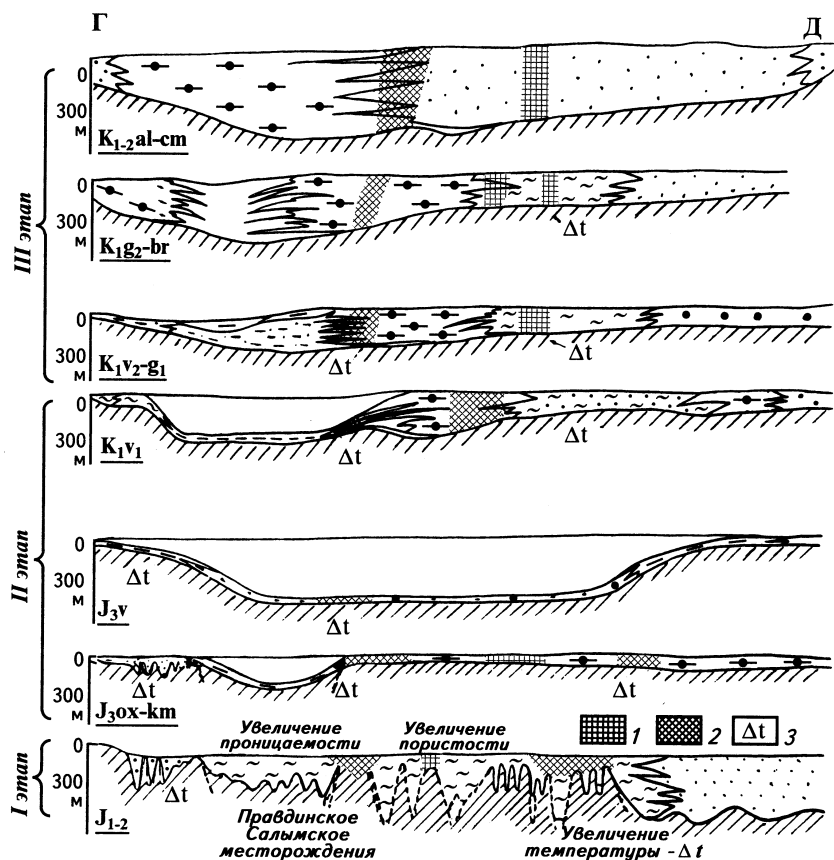


Рис. 33. Схема эволюции обстановок аккумуляции осадков (субширотные разрезы по схемам рис. 14-20)

Зоны трещиноватости с относительным увеличением: 1 – пористости, 2 – проницаемости, 3 – температуры. Границы зон условные. Остальные условные обозначения см. рис. 14-20

На третьем, меловом, этапе преобладали высокие скорости осадконакопления. В поздневаланжинско-барремское и аптское время в связи с активизацией тектонических движений на окраинах бассейна в условиях высокой скорости осадконакопления и динамики среды переноса и седиментации начались регрессия моря и накопление клиноформных толщ песчано-алевритовых коллекторов. В центре при низкой скорости и динамике среды седиментации формиро-

вались глинистые осадки, и в зоне их сочленения возникли уникальные по строению ритмично-горизонтально-слоистые и линзовидно-слоистые флюидоупоры и нефтегазопроизводящие отложения. В апт-сеноманское время на востоке и в центральной части региона в связи с преобладающей высокой скоростью осадконакопления и динамикой среды переноса и седиментации образовались мощные толщи песчано-алевритовых коллекторов, которые при наличии флюидоупоров в настоящее время содержат скопления УВ. Одновременно на севере и на западе в условиях переменной скорости осадконакопления и динамики среды произошло формирование горизонтально- и косослоистых песчано-алевритоглинистых угленосных коллекторов и флюидоупоров.

И наконец, на четвертом этапе, отвечающем поздне меловому-палеогеновому, начиная с туронского, времени, произошла морская трансгрессия, которая сопровождалась резким снижением динамического режима седиментации и образованием 800-метровой толщи флюидоупоров.

Характерна закономерная миграция активной динамической обстановки в западном направлении с одновременным изменением простирания с северо-восточного на субмеридиональное. Зоны перехода одной обстановки в другую, выраженные сочетанием продуктивных коллекторов и флюидоупоров, являются неравновесными. Они характеризуются в седиментогенезе контрастной энергетической активностью.

Существует известная структурная разобщенность в распространении коллекторов и флюидоупоров, обусловленная различной энергетической активностью их формирования в седиментогенезе. Толщи коллекторов лучшего качества сосредоточены на относительных поднятиях; флюидоупоры и нефтегазопроизводящие отложения тяготеют к длительно погружающимся впадинам с низкой энергетической активностью среды; системы переслаивания коллекторов и флюидоупоров – к структурам со сложной историей и динамикой развития. Различия в свойствах коллекторов предопределяются неодинаковой динамикой седиментации в купольных частях и на погружениях, относительными изменениями скорости осадконакопления, распределением пьезометрического давления и, следовательно, интенсивностью процессов выщелачивания в диагенезе. При погружении в купольных частях структур обычно образуются зоны разуплотнения, которые приводят к формированию скоплений углеводородов.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, их изменения при погружении, контролируемые температурой недр, сопоставлены с литофациальными особенностями толщ и с динамикой их седиментации. В результате созданы 18 типов реальных седиментационно-динамических моделей комплексов фаций зонального уровня на примере юрско-меловых отложений чехла Западно-Сибирского бассейна, которые различаются составом пород, строением, характером слоистости, величиной литологической неоднородности, толщиной, частотой фациальных изменений. Проведена их типизация, выявлено распределение коллекторских свойств в комплексах, отражающих обстановки с переменной, низкой и высокой скоростью осадконакопления. Каждому из комплексов свойственны свои пределы распределения и средние величины коллекторских характеристик. В каждом из них рассмотрены модели микрофаций (глава 6).

Наиболее интенсивно динамические процессы протекали при формировании переменноскоростных контрастных по составу кварц-граувакковых терригенных комплексов осадков, которые ассоциируются с рифтовыми системами и отличаются высокой вертикальной проницаемостью. Менее активно они происходили в высокоскоростных (более 20 м/млн лет) кварц-полевошпатовых толщах, отождествляемых с чехлами молодых платформ. Для них характерно существенное латеральное изменение толщ, широкое развитие конседиментационных разломов и высокая неоднородность и проницаемость как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях. Специфику, выраженную в высокой горизонтальной проницаемости, имеют низкоскоростные комплексы (менее 20 м/млн лет), типичные для чехлов древних платформ.

Связь между открытой пористостью пород и энергетическим коэффициентом оказалась высокостатистически значимой (рис. 34) (коэффициент корреляции близок к 1). Это свидетельствует о том, что скорость осадконакопления и динамика переноса и седиментации осадков оказывают решающее влияние на формирование коллекторов при практическом отсутствии искажающего воздействия других факторов.

В основе неодинаковой флюидодинамической активности образования осадков в седиментогенезе лежат палеотектонические, связанные с ними палеогеоморфологические факторы, дифференцированные в пространственно-временном отношении.

В результате проведенных исследований введено понятие – седиментационно-динамические модели коллекторов, основанное на со-

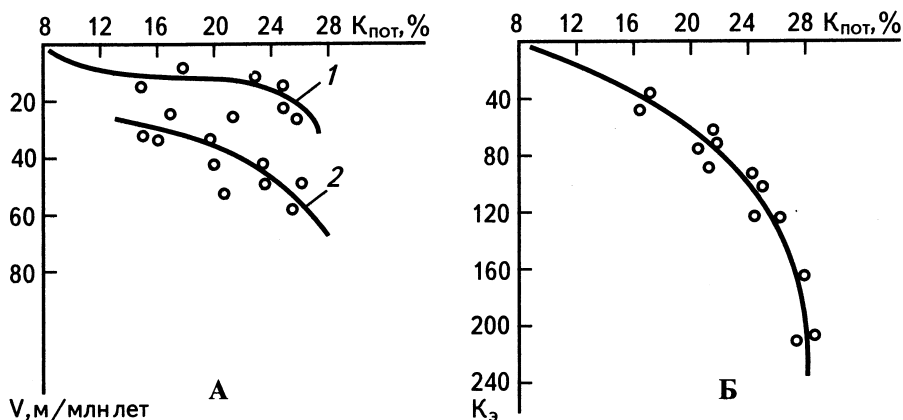


Рис. 34. Связь открытой пористости ( $K_{пот}$ ) литофациальных комплексов с динамикой формирования в седиментогенезе: со скоростью осадконакопления (А) и энергетическим коэффициентом (Б)

Скорость осадконакопления: 1 – низкая, 2 – высокая

отношении скорости осадконакопления, динамики переноса и седиментации осадков с учетом уровня моря и волнового базиса; создана классификация теоретических седиментационно-динамических моделей коллекторов для терригенных отложений, произведена типизация реальных моделей для юрских и меловых комплексов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, прослежена эволюция динамических обстановок аккумуляции осадков и установлена их связь со свойствами коллекторов.

## 5.2. Влияние геохимических, гидрогеологических и деструктивных факторов на формирование коллекторских комплексов

В формирующихся толщах постоянно протекают реакции, следствием которых являются преобразования пород и синхронные изменения их коллекторских свойств. В сходных условиях погружения важным фактором, под воздействием которого происходит увеличение свойств коллекторов, является изменение гидрохимического режима и главным образом минерализация вод.

Эти представления подтверждаются выполненным анализом связи коллекторских характеристик с составом вод и с распределением ряда элементов. В ЗСНГБ широко развиты поля элизионных и смешанных вод хлор-кальциевого, гидрокарбонатно-натриевого, хлор-магниевого и сульфатно-натриевого типов, к ним тяготеют зоны коллекторов с улучшенными свойствами. Подобно смещению, увеличение минерализации вод, отмеченное в нижнеготеривских и апт-сеноманских отложениях, также сопровождается повышением пористости пород, в чем, очевидно, немалую роль играют процессы “высаливания” углеводов и сопутствующее им увеличение объема флюидов и усиление темпа их движения.

Интенсивность флюидодинамических процессов усиливается при погружении под воздействием изменений температуры и давления, что приводит к образованию вторичных неоднородностей. Им сопутствуют изменения свойств коллекторов, неодинаковая минерализация вод, различия элементного состава пород. Для ступеней уплотнения Уренгойского месторождения, залегающих глубже 2,5 км, характерно резкое увеличение суммарной аутигенной минерализации, содержания (в 5-15 раз) микроэлементов (марганца, хрома, никеля), смена газогидрохимического режима, водородного показателя и окислительно-восстановительного потенциала. Корреляция коллекторских свойств пластов с содержанием элементов с переменной валентностью успешно использовалась при прогнозе коллекторов на скважинах Уренгойского, Бованенковского, Харасавейского, Ем-Еговского и других месторождений.

О влиянии динамических процессов на формирование коллекторов в связи с тектоническими и геоморфологическими факторами свидетельствует проведенный авторами анализ изменений свойств терригенных коллекторов над зонами долгоживущих глубинных разломов, выраженных в фундаменте, ограничивающих рифтовые и кольцевые системы и проявляющихся в современном рельефе. Анализ показал, что перегибы фундамента сопровождаются увеличением открытой пористости пород в среднем на 3-8%.

На участках, приуроченных к перегибам фундамента, распространены зоны сочленения разнофациальных комплексов и максимальной тектонической трещиноватости. Их образованию сопутствует различное уплотнение комплексов. Поскольку прогибы мигрируют, происходит смещение и трещинных зон. В результате формируются наклонные трещинные системы, которые отражены на построенных разрезах (рис. 35). С ними связано увеличение коллекторских параметров.



Образованием зон разуплотнения и трещиноватости обусловлены поршневой и нелинейные эффекты, подтверждающие появление флюидодинамической неоднородности, которая возникает в резуль-

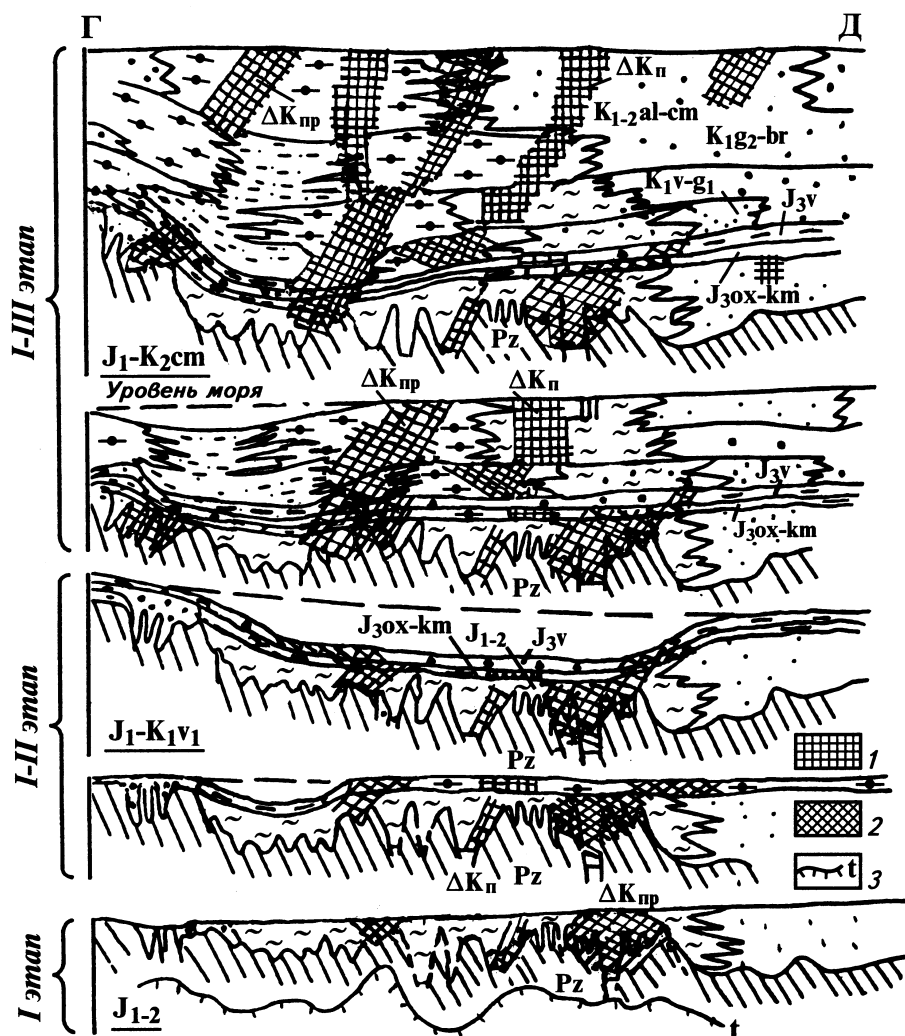


Рис. 35. Эволюция обстановок аккумуляции осадков и их влияние на формирование коллекторов

1,2 – зоны трещиноватости, установленные и предполагаемые с относительным увеличением пористости (1), проницаемости (2); 3 – температурный профиль на срезе 3 км. Границы зоны трещиноватости условные.

тате несоизмеримого во времени участия в циркуляции флюидов порового объема пород и трещин разных порядков. Роль накопителей и распределителей флюидов выполняют трещины и зоны разуплотнения.

Обмен флюидами в земных недрах, судя по данным о гомогенизации газожидких включений, происходит резко. За один импульс перемещение их по направлению к поверхности достигает 1 км, вдоль нее – десятков километров (Ю.М.Щепеткин, А.Л.Соколовский). Этот процесс сопровождается взаимосвязанными изменениями температуры и давления, которые при движении вод могут возрастать вследствие уплотнения, трения, экзотермических реакций, разложения углеводородов и других физико-химических процессов в системе порода-вода.

Седиментационно-динамические комплексы в зависимости от скорости осадконакопления различаются интенсивностью воздействия флюидодинамических факторов и их влиянием на свойства коллекторов.

Переменноскоростные комплексы характеризуются наибольшей интенсивностью, разнообразием проявлений динамических факторов, раскрытостью системы. В них преобладают в различной степени минерализованные смешанные и элизионные гидрокарбонатно-натриевые воды, субвертикальные зоны трещиноватости, отмечается сочетание по-разному преобразованных пород-коллекторов, характерно увеличение в нижних горизонтах проницаемости относительно пористости.

Высокоскоростные комплексы отличаются бóльшим однообразием динамических процессов. При погружении на постседиментационном этапе комплексы с пониженной динамикой среды переноса и седиментации периодически становятся закрытыми. В каждом из высокоскоростных комплексов преобладает один из типов вод. Для них характерны расширение зон трещиноватости, однотипные преобразования толщ коллекторов на значительных площадях и повышение в них проницаемости и пористости над разломами фундамента.

Низкоскоростные комплексы знаменуются значительным влиянием на флюидодинамические процессы среды переноса и седиментации осадков, застойными условиями на начальном этапе погружения, разнообразием типов вод, тесно связанных с седиментационно-динамической обстановкой. В них развиты субгоризонтальные трещины, отмечается наиболее тесная связь интенсивности преобразо-

ваний коллекторов с динамикой среды переноса и седиментации. В мобильных зонах над разломами и уступами фундамента наблюдается преобладающее увеличение пористости по отношению к проницаемости.

Влияние различных динамических условий в пределах седиментационно-динамических комплексов на свойства коллекторов при относительных изменениях температуры и давления и при неодинаковой скорости механического воздействия согласуется с экспериментальными данными (Г.Рафт).

Опытные работы указывают на важную роль превышения температуры над давлением и длительности воздействия нагрузок на увеличение пластичности пород. Они подтверждают преимущественное влияние геологического времени на формирование коллекторов в низкоскоростных комплексах и объясняют увеличение пористости в них при прогреве. Экспериментально подтверждено и появление в литогенезе новых неоднородностей, когда глинистые породы превращаются в коллекторы, а известковистые алевролиты приобретают качества флюидоупоров. Опыты свидетельствуют, что при одинаковых градиентах температуры и давления наибольшее количество трещин наблюдается у песчаников и аргиллитов, а известковистые алевролиты приобретают пластичность.

Таким образом, изучение флюидной миграции и связи геохимических, гидрохимических и гидрогеологических индикаторов со свойствами коллекторов показало, что литофлюидодинамические системы являются мобильными. В них постоянно протекают динамические процессы, которые обусловлены движением флюидов и сопровождаются вещественно-структурными превращениями и изменениями свойств коллекторов.

### **5.3. Преобразование коллекторских толщ при погружении**

Постседиментационные преобразования пород происходят постоянно при любом изменении условий в недрах. Их интенсивность и направленность определяются флюидодинамикой, количественными соотношениями окислов, скоростью осадконакопления и погружения, изменениями пластовой температуры и давлений. Величины этих параметров по-разному меняются в вертикальном разрезе бассейна и по латерали. Максимальные скорости усматриваются в его северо-восточной части, а температуры – в центральной и западной,

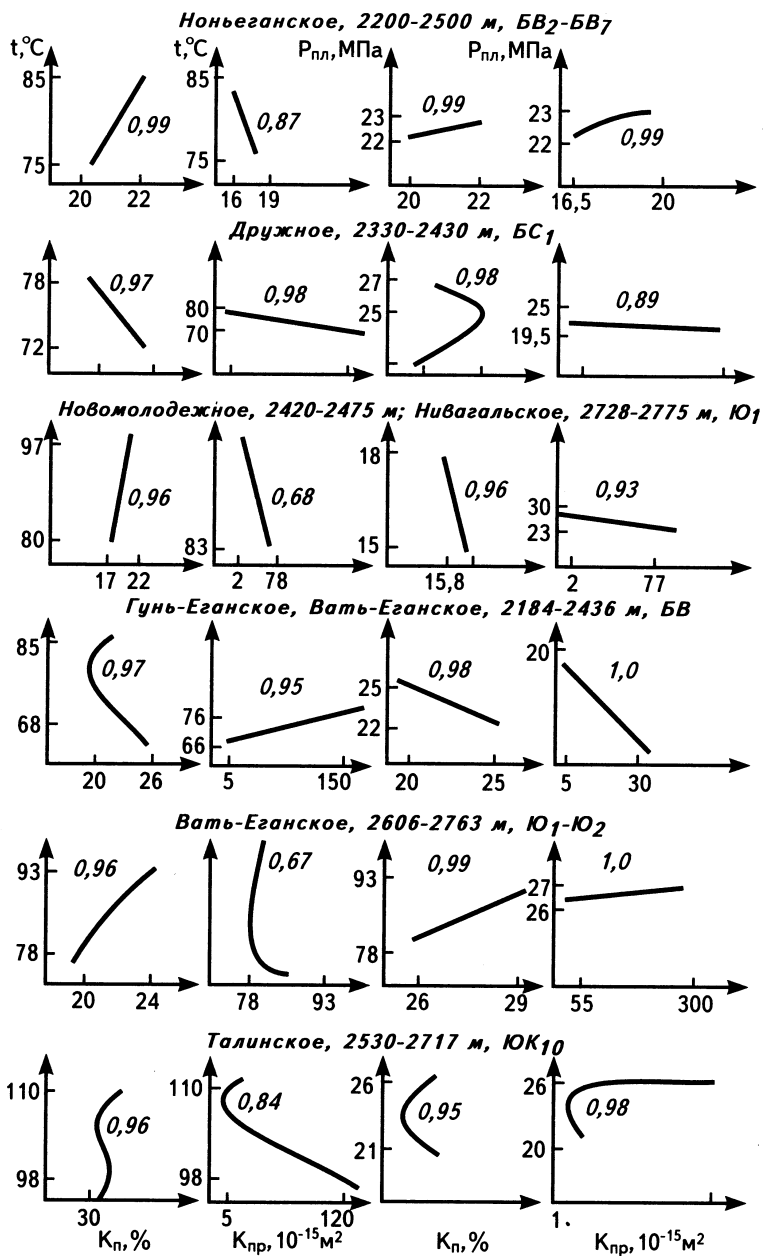
отличающихся составом и строением коллекторских толщ, рельефом их фундамента.

Проведенное исследование в сходных по составу песчано-алевритовых коллекторах взаимозависимости пластовой температуры, давления и коллекторских свойств пластов на ряде месторождений (Талинском, Восточно-Сургутском, Уренгойском, Тарасовском, Северо-Варьеганском, Тюменском, Вать-Еганском и др.) показало, что существует как прямая, так и обратная связь этих параметров (рис. 36). Теснота их корреляции возрастает с глубиной, причем на глубинах более 2,0 км большее влияние на коллекторские свойства оказывает изменение температуры, что согласуется с экспериментальными данными (В.А.Пугин и Н.И.Хитаров).

Прогрев пород активизирует нефтегазогенерацию, возрождение вод при минеральных превращениях, усиливает интенсивность миграционных потоков флюидов.

Сбалансированность между воздействием каждого из динамических факторов и изменением строения каркаса коллекторской системы отсутствует. Силы прорыва флюидов сквозь матрицу коллектора могут в тысячи раз превышать пластовые давления (У.Файф, Н.Прайс, А.Томпсон, Г.С.Вартанян) и деформируют кристаллическую решетку минералов. Появление препятствий прорыву флюидов приводит к резкому снижению эффективного давления, к новому повышению температуры, образованию многочисленных трещин, следующему этапу активизации процессов минеральных превращений, возникновению вторично-поровых, вторично-порово-трещинных и трещинных коллекторов, а в конечном итоге – к формированию зон относительного повышения пористости (разуплотнения). В таких зонах толщи коллекторов характеризуются не только ростом емкости, но и улучшением проницаемости, повышением температуры, образованием АВПД или дефицита давления по отношению к окаймляющим коллекторам.

На свойства коллекторов при погружении большое влияние оказывает неравномерная динамика, затрудненный или свободный режим перемещения флюидов. Этот признак использован при разделении толщ коллекторов на авто- и интрагенетические комплексы. В автогенетических комплексах большую роль играют флюидоупоры, ступени уплотнения и зоны разуплотнения, эволюция изменений в них определяется внутренней спецификой толщ и является замедленной, а в интрагенетических комплексах – внешними условиями, которые приводят к быстрым и резким преобразованиям.



**Рис. 36. Связь пористости и проницаемости коллекторов Западной Сибири с температурой и давлением в пласте (Составила Г.Н.Леоненко)**

0,97; 0,95 и др. – коэффициенты корреляции

Автогенетические комплексы характеризуются высокой пористостью при ничтожной проницаемости, зонами аномально высоких или низких пластовых давлений, замедлением преобразований аутигенных минералов и органического вещества, обратной гидрохимической зональностью, аккумуляцией пластовой энергии и флюидов, притоками и поглощениями при вскрытии.

Интрагенетические комплексы отличаются высокой проницаемостью при любой пористости, близкими к гидростатическим давлениями, ускоренным преобразованием минералов и органического вещества. На разных уровнях организации вещества существуют и переходные звенья, отражающие единый флюидодинамический процесс формирования зон коллекторов нефти и газа.

Волжско-нижеберриасские отложения (баженовская свита) в Красноленинском районе относятся к автогенетическому комплексу, в Александровском – к интрагенетическому, ниже-среднеюрские породы (тюменская свита) Уренгойского района более близки по отмеченным признакам к автогенетическому комплексу, а в Сургутском и Нижневартовском районах – к интрагенетическому.

Увеличение скорости осадконакопления и погружения сопровождается снижением темпа удаления флюидов, обеспечивает смену интрагенетических комплексов автогенетическими и ведет к затяжному течению процессов преобразований минералов и органического вещества. Автогенетические комплексы при погружении раскрываются и передают накопленную энергию интрагенетическим.

Динамические процессы протекают в коллекторских толщах постоянно при любом изменении условий в недрах. Их существование устанавливалось путем выявления влияния современной температуры, пластового и гидростатического давлений на изменение свойств коллекторов. В соответствии с принципами термодинамики прогрев пород приводит к их разуплотнению (дилатансии), которая сопровождается выделением дополнительной энергии. Это подтверждено как экспериментальными, так и промысловыми исследованиями и используется авторами при оценке эффективности вскрытия пластов. Увеличение пористости при температурном воздействии превышает 10%, проницаемости по газу достигает 2-3 порядков.

Любое изменение температуры или давления влияет на коллекторские свойства пород. Оно ведет к нарушению равновесия по соответствующему параметру, превышению предела прочности и растрескиванию пород, удалению флюидов и смене влияния параметров. Это означает, что в процессе эволюции коллекторы испытыва-

ют преимущественное воздействие то давления вышележащих толщ и сокращение порового пространства, то температуры и возрастание пористости и проницаемости. В основе этих изменений лежат неравномерно протекающие флюидодинамические процессы.

Проведенный анализ показал, что уплотнение, кальцитизация, интенсивное окварцевание пород обуславливают уменьшение их емкостных свойств; выщелачивание и растворение минералов приводят к возникновению вторичной емкости. Другие процессы влияют на формирование коллекторов положительно или отрицательно в зависимости от интенсивности воздействия.

В многокомпонентных породах каждый из составляющих минералов и обломков вносит свой вклад в формирование пустотности. В известковистых песчаниках горизонтов ЮК<sub>10</sub>-ЮК<sub>11</sub> тюменской свиты Талинского месторождения на глубине 2,5 км пористость за счет растворения кальцита увеличивается на 10-15%, в песчано-алевритовых породах пластов Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>13</sub> Уренгойского месторождения в интервале 3,5-4,5 км – на 3-8%, в глинисто-кремнисто-карбонатных породах пласта Ю<sub>0</sub> в основании баженовской свиты Салымского месторождения – до 20% (по В.Н.Белкину на 5% карбонатного материала прирост пористости составляет 4,8%). В кремнисто-глинистых породах средних горизонтов толщи важную роль играет и трансформация монтмориллонита. Она приводит к увеличению общей пористости на 3-5% (в некоторых случаях до 10%). При содержании в этих породах 50% кремнезема ведущим фактором формирования пористости становится его переход в кварц-халцедоновую модификацию (Ф.Г.Гурари, О.К.Баженова). До 15-30% возрастает общая пористость терригенных пород в результате кислотного выщелачивания и каолинизации (Т.А.Киреева, М.С.Зонн).

Минеральные преобразования и согласованное с ними формирование коллекторов происходят стадийно и тесно связаны с катагенетической трансформацией рассеянного органического вещества.

Нефтегазогенерация приводит к формированию зон разуплотнения с АВПД, в автогенетических комплексах за счет потери массы ОВ и заполнения пространства продуктами генерации УВ, а в залегающих по соседству интрагенетических комплексах – за счет прорыва в них флюидов. Процесс сопровождается возрастанием общей пористости в битуминозных породах баженовской свиты на глубинах 3,2 км до 12%, в песчано-алевритовых коллекторах тюменской свиты в аналогичных глубинных условиях – до 8%.

Образование зон разуплотнения является многофакторным процессом. Изучено их строение и формирование в комплексах в зависимости от скорости осадконакопления и погружения.

Широкое развитие имеют зоны разуплотнения с АВПД, сформированные в высокоскоростных комплексах под преимущественным воздействием гравитационно-элизионных явлений при погружении, в переменноскоростных – за счет поступления высоконапорных флюидов, в низкоскоростных – в результате нефтегазогенерации. Зоны различаются преобразованиями аутигенных минералов и рассеянного органического вещества, характером трещинообразования и изменения температур и давлений в коллекторах и флюидопорах.

Таким образом, современные термодинамические явления, процессы превращения минералов, нефтегазогенерация, находящиеся в причинно-следственной связи с динамическими факторами, приводят к закономерным автоколебательным изменениям свойств коллекторов. Вместе с неравномерно протекающими флюидодинамическими процессами они участвуют в образовании зон разуплотнения авто- и интрагенетических комплексов коллекторов.

#### **5.4. Закономерности формирования зон коллекторов**

Изложенные в монографии представления и их фактическое обоснование позволяют рассматривать коллекторские толщи в терригенных отложениях чехла Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в качестве литофлюидодинамических систем, свойства которых зависят от скорости осадконакопления и погружения, изменения пластовых температур и давлений.

В результате комплексного анализа свойств коллекторов, типов распределения минералов и флюидов, темпов изменения температуры и давления, характеристик зон разуплотнения и процессов, связанных с миграцией флюидов (интра- и автогенетический режимы), в недрах Земли выявлена глубинная зональность, осложненная участками разуплотнения, которая представляет эволюционно-динамическую модель коллектора и подтверждает вертикальную слоистость не только нижних, но и верхних горизонтов литосферы. В центральной части бассейна, в Среднем Приобье она выражена наиболее четко.



Верхняя зона характеризуется первично-поровыми коллекторами с высокими свойствами, наибольшей дисперсией плотности глинистых минералов, протяженными участками разуплотнения, близкими величинами пластовых и гидростатических давлений. В нижней (четвертой) зоне на глубине более 2,75 км сосредоточены вторично-порово-трещинные (вплоть до трещинно-жильных) коллекторы, наблюдается устойчивый комплекс глинистых минералов, фиксируется увеличение темпа снижения температуры вверх и стабилизация его вниз по разрезу. Пластовые давления превышают гидростатические, причем с глубиной темп роста снижается. Зоны разуплотнения, а значит, и залежи углеводородов – субгоризонтальные и субвертикальные. Интенсивное нефтегазообразование наблюдается во второй зоне в интервале 2,0-2,45 км, максимум газогенерации, изменяющий свойства коллекторов, отмечается в четвертой зоне на глубине 3,0 км и более.

В автогенетических комплексах погружения (верхнеюрские – меловые отложения Красноленинского района, юрские – Уренгойского) одноплановые изменения монтмориллонита, дебитуминизированного ОВ, битумов и связанные с ними образование вод, нефтегазогенерация, влияющие на формирование коллекторов, происходят медленнее с разницей начала генерации в 60 млн лет (в Среднем Приобье в конце альба, в Красноленинском районе в олигоцен-четвертичное время), на больших глубинах (на 0,35-1,0 км) и при более высоких температурах (на 10-30°C). Они сопровождаются генерацией большего (на 1-5%) количества газообразных углеводородов.

Сочетание авто- и интрагенетических режимов обеспечивает нефтегазогенерацию, периодическую пульсирующую эмиграцию и формирование сингенетических зон коллекторов с залежами нефти и газа, обладающими АВПД и ИПД по соседству с зонами генерации. Важную роль в этом процессе играет образование зон разуплотнения с АВПД и ИПД.

Формирование коллекторов в эволюции Земли происходит в результате совокупного воздействия динамических процессов, влияние разных видов которых имеет неодинаковое вещественно-структурное выражение. Динамические явления в седиментогенезе способствуют появлению вариаций вещественного состава и структуры терригенных осадков. Процессы деструкции пород, миграции флюидов, возрождения вод, нефтегазогенерации и превращения минеральных ассоциаций в катагенезе приводят к образованию вторичных неоднородностей в виде участков и зон различной суммар-

ной аутигенной минерализации, трещиноватости, растворения и перекристаллизации. Воздействие современных термодинамических явлений вызывает новое разуплотнение и повышение коллекторских свойств пород.

В результате сочетания рассмотренных разномасштабных, неодновременных импульсных процессов формируется окончательный облик коллекторских толщ в виде глубинной зональности, осложненной участками разуплотнения, недоуплотнения и ступенями уплотнения.

На фоне тенденции снижения коллекторских свойств терригенных пород с глубиной общей закономерностью, отражающей процесс самоорганизации системы, является нарушение равновесия, разуплотнение и повышение качества коллекторов под преимущественным воздействием любого из эволюционно-динамических факторов. Дальнейшее усиление воздействия приводит к превышению предела прочности пород, удалению флюидов, смене влияния параметров и снижению коллекторских характеристик.

Наиболее оптимальными условиями для формирования коллекторов нефти и газа являются зоны, примыкающие к участкам контрастных изменений динамических факторов, которые указывают на возможность существования миграционных потоков флюидов и повышения проницаемости коллекторов. Их перспективы на больших глубинах следует связывать и с трещинными зонами, сопряженными с грабен-рифтами, кольцевыми системами, а также с зонами разуплотнения и флюидных потоков при благоприятных условиях нефтегазообразования.

Оперативно осуществлять прогноз коллекторов и зон разуплотнения с АВПД с учетом динамических процессов, происходящих в пластах (изменение температуры, давлений, темпа движения флюидов и др.), позволяет комплекс методов геолого-геохимических исследований скважин.

На большом фактическом материале обоснованы задачи, разработаны технологические приемы исследований, приведены результаты оперативного изучения коллекторов.

Комплекс предназначен для решения задач литологического расчленения разреза, выделения пластов-коллекторов, определения их свойств, прогнозной оперативной оценки характера их насыщения, прогнозирования геологических объектов, в том числе зон разуплотнения с АВПД, до их вскрытия. Основные технологические приемы включают отбор и промывку шлама, привязку его к глуби-

не, подготовку образцов к анализам, выявление вещественного состава горных пород и их процентного соотношения, определение плотности и оценку пористости, карбонатности, анализ компонентного состава углеводородных газов. Результаты исследований, учитывающих изучение динамических индикаторов коллекторов на десятках скважин Западной Сибири, показали их высокую информативность в терригенных разрезах с коллекторами порового и порово-трещинного типов в различных глубинных зонах. Наиболее четко фиксируются зоны, связанные с гравитационным уплотнением.

Применение комплекса в различных районах СССР привело к повышению геологической эффективности поисков и разведки, дало значительный экономический эффект. В ЗСНГБ прогноз коллекторов осуществлен на нескольких десятках объектов Уренгойского, Бованенковского, Харасавейского, Восточно-Сургутского, Талинского, Ем-Еговского и других месторождений. Изменения плотности глинистых пород на скважинах 254, 259 Уренгойского месторождения позволили предсказать наличие зон разуплотнения с АВПД за сутки до их вскрытия. "Переходная зона" характеризуется уменьшением плотности глинистых пород на  $0,13-0,25 \text{ г/см}^3$ . Данные прогнозов подтверждены результатами испытаний.

Оперативность и высокая достоверность комплекса позволили рекомендовать его в сочетании с геофизическими исследованиями скважин в качестве одного из основных для оценки коллекторов и прогноза зон разуплотнения в условиях больших глубин.

## Глава 6. СЕДИМЕНТАЦИОННО-ДИНАМИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, ИХ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА

---

*Охарактеризованы состав, строение и коллекторские свойства литофациальных комплексов, сформированных в обстановках с переменной, низкой и высокой скоростью осадконакопления, различающиеся динамикой переноса и седиментации осадков.*

Анализ формирования юрско-меловых коллекторских толщ Западной Сибири позволил подразделить комплексы фаций по принятым седиментационно-динамическим признакам на 18 моделей. Они соответствуют девяти теоретическим моделям, но часть их имеет промежуточный характер, что связано с широким развитием в Западной Сибири переходных прибрежно-морских, прибрежно-континентальных и морских условий с различной динамической активностью. Из них в обстановке с переменной скоростью осадконакопления в юрско-нижнемеловых отложениях выделено четыре комплекса, с низкой и высокой скоростями – по семь.

Комплексы фаций, характеризующиеся переменной скоростью осадконакопления, сформировались в ранне-среднеюрский этап и в берриас-валанжинское время. Отличительной особенностью этих комплексов является формирование в условиях расчлененного рельефа на неровных поверхностях, склонах, уступах, которые значительно влияли на латеральное распределение коллекторов. Осадки обладают наиболее контрастным составом, различной толщиной, высокой фациальной изменчивостью и, в конечном счете, высокой предрасположенностью к вертикальной проницаемости при формировании. Они характеризуются переменной динамикой переноса и седиментации терригенного материала.

Комплексы фаций с низкой скоростью осадконакопления образовались в основном в позднеюрский и раннемеловой этапы. Глубоководно-морской комплекс некомпенсированного прогибания имеет волжско-раннеготеривский возраст, глинистые фации компенсированного прогибания – берриас-аптский, а мелководно-морские алеврито-глинистые – позднекелловейско-аптский. Комплексы, образовавшиеся при низкой скорости осадконакопления, сложены наиболее зрелыми породами (Р.Селли), обладают малой толщиной и

значительным распространением. Среди них выделяются осадки, сформировавшиеся в условиях как высокой, так и низкой динамики переноса и седиментации, образующие протяженные поля соответственно коллекторов и покрышек.

Комплексы, характеризующиеся высокой скоростью осадконакопления, формировались в основном с начала валанжинского до конца сеноманского веков. Из пяти типов два отличаются высокой динамикой переноса и седиментации и три – переменной. Следует отметить высокую фациальную изменчивость в разрезе и по латерали, постепенные переходы между комплексами и, как следствие, наблюдающиеся в каждом них черты смежного комплекса. Изучены коллекторские свойства тех из комплексов, в которых сосредоточены основные скопления углеводородов в регионе.

### ***Обстановки с переменной скоростью осадконакопления***

В Западной Сибири в зависимости от положения по отношению к базису эрозии, уровню моря и волновому базису выделено четыре комплекса фаций, сформировавшихся в данной обстановке. Три из них содержат нефтеносные коллекторы; один (континентальный) является промышленно-угленосным, но в нем не выявлены скопления нефти и газа.

**Модель 1.** Континентальный – алевроито-глинисто-песчаный угленосный комплекс грубо- и косослоистых фаций, сформированный в обстановке с переменной скоростью осадконакопления и динамикой седиментации (см. рис. 14, В<sub>1</sub>) в ранне-среднеюрское время, распространен локально на юго-восточной окраине региона на площади 50000 км<sup>2</sup> и имеет мощность до 500-600 м. Характерной особенностью его является пестрый состав, присутствие наряду с углями промышленного значения и известняками, сформировавшимися в обстановке с низкой динамикой переноса и седиментации, гравелистов, конгломератов – отложений с грубой косою слоистостью, отражающих обстановку высокой энергетической активности и интенсивного разрушения пород.

Комплекс сформировался в пространстве, расположенном ниже базиса эрозии и выше уровня моря, в условиях расчлененного рельефа фундамента. Скорость осадконакопления непостоянна в возрастном отношении и в пространстве, в среднем с учетом уплотнения она составляет 10 м/млн лет,  $K_{\phi} = 0,1-10$ , усредненная величина  $K_s$  с учетом грубой косою слоистости – до 200-250. Комплекс представлен макаровской свитой раннеюрского возраста и итатской сви-

той среднеюрского. Он характеризуется узкими протяженными полями первичных коллекторов высокого качества (I и II классы), отличается высокой и неравномерной горизонтальной проницаемостью и значительной вертикальной фильтрацией.

**Модель 2.** Прибрежно-континентальный песчано-алеврито-глинистый угленосный комплекс линзовидно-слоистых фаций, сформированный в обстановке с переменной скоростью осадконакопления и динамикой среды переноса и седиментации (см. рис. 14, В<sub>1</sub>) в ранне-среднеюрское и раннекелловейское время, широко распространен в центральной части региона и занимает более половины площади ЗСНГБ. Общая мощность отложений сокращается от 1000 до 400-500 м к югу от Сибирских увалов. В Среднем Приобье на вершинах поднятий фундамента и унаследованных сводовых поднятий чехла нижние горизонты его выклиниваются и мощность сокращается до 100-200 м, а южнее, на Обь-Иртышском междуречье и в Томском Приобье, она вновь возрастает до 500-600 м.

Специфика этого комплекса определяется сочетанием угленосных, глинистых и литокластических, зачастую сильно известковистых пород, формировавшихся в условиях низкой энергетической активности, с песчаниками, гравелитами и конгломератами, отражающими обстановку с высокой динамикой переноса и накопления материала.

Комплекс формировался в условиях расчлененного рельефа. Изменение отметок его поверхности достигает 2,5 км на протяжении 50 км, скорость осадконакопления комплекса непостоянна и колеблется от 1 до 50 м/млн лет. В среднем с учетом уплотнения она составляет 10-12 м/млн лет. Скорость возрастает от 8,0 в Сургутском, Красноленинском, Нижневартовском районах до 11-15 м/млн лет на север и на восток в направлении к районам с более древним рельефом;  $K_{\phi} = 0,1-10$  (в среднем, с учетом преобладающего линзовидного характера слоистости – 0,5);  $K_z = 60-70$ , изменяясь на отдельных участках от 0,1 до 500. В комплексе преобладают пролювиальные, аллювиальные, пойменные, озерно-болотные фации континентальной обстановки, а также фации опресненных заливов, лагун и дельт переходной – прибрежно-континентальной и морской обстановки осадконакопления (Варенинова, 1980; Сердюк, 1966; Корж, 1974; Рудкевич, 1988). Осадки прибрежно-континентального генезиса в верхних горизонтах чередуются с группами фаций прибрежно-морской обстановки осадконакопления. Континентальная обстановка характеризуется в основном аллювиальными и пролювиальными фациями

ми, а морская – прибрежно-морскими, которые включают группы фаций вдоль береговых баров, забаровых лагун, а также приморских болот и лугов. Все фации объединяются в тюменскую свиту или заводоуковскую серию ранне-среднеюрского возраста, отражающую модель этого комплекса. Коллекторские толщи имеют песчано-алевритовый, в основном граувакковый состав, являются литокластическими (по классификации А.Г.Коссовской и В.Д.Шутова). Наиболее существенно влияет на коллекторские свойства содержание обломков глинистых пород в основном гидрослюдистого состава, количество которых составляет 50-75%. Литологическая неоднородность пластов равна в основном 0,1-1. Глинистые породы обогащены органическим веществом, содержание которого составляет 3%. Комплекс регионально нефтегазоносен. Нефтяные и газовые месторождения с залежами выявлены на 82 площадях (15 нефтегазоносных районов), что составляет примерно 23% от всех месторождений в Западной Сибири. Если к этому прибавить еще по меньшей мере полсотни площадей, где с отложениями комплекса связаны нефтепроявления, то доля таких структур поднимается до 40%. Это означает, что в четырех месторождениях из десяти открываемых залежи связаны с отложениями комплекса.

В целом модель представляет единый сложно построенный региональный комплекс фаций, низкопроницаемый в латеральном направлении из-за высокой неоднородности и частой смены фаций. В вертикальном направлении проницаемость комплекса намного выше, что обусловлено значительной фациальной изменчивостью на коротких расстояниях, существованием узких вытянутых тел коллекторов. Зоны фациальных изменений характеризуются повышенным количеством трещин, выполненных кварцем, кальцитом, ориентированных вертикально, поперек к слоистости, косо- и однонаправленно с ней. Они наблюдались на многих месторождениях Красноленинского (Ем-Еговское, Мыхпайское, Талинское, Пальяновское), Сургутского, Нижневартовского районов. Они часто имеют следы оползания и сбросов.

В Красноленинском районе комплекс содержит в нижней части разреза горизонт, именуемый шеркалинской пачкой. Псефитовые-гравелитовые разности слагают прослои до 3-5 м и характеризуются первоклассными коллекторскими свойствами. Они имеют форму вытянутых линзовидных, “шнурковых” тел аллювиального генезиса. Гравелиты и песчаники шеркалинской пачки наряду с порами содержат каверны, образовавшиеся преимущественно при растворе-

нии кальцита и доломита и перекристаллизации глинистых минералов. В комплексе присутствуют, кроме того, прибрежно-морские осадки.

Песчано-алевритовые породы составляют менее половины разреза; к коллекторам относится пятая их часть, причем только 90% из них представляют коллекторы проницаемостью 1-10  $\text{фм}^2$ , остальные породы представлены полуколлекторами проницаемостью менее 1  $\text{фм}^2$  (табл. 5).

В Сургутском районе комплекс повсеместно нефтегазоносен. Лучше всего изучен верхний песчано-алевритовый пласт ЮС<sub>2</sub>, из которого получена нефть в более ста скважинах дебитом до 53  $\text{м}^3/\text{сут}$  (в среднем 2-6  $\text{м}^3/\text{сут}$ ).

Зоны коллекторов распространены в виде вытянутых полей на склонах локальных структур, окружены зонами полуколлекторов с проницаемостью 1-0,1  $\text{фм}^2$ , которые по простираю замещаются непроницаемыми глинистыми толщами. В Нижневартовском и Александровском районах комплекс представлен измененными известково-глинистыми песчаниками, алевролитами и глинистыми породами толщиной 200-550 м. Промышленные коллекторы существуют вблизи кровли комплекса.

На западной, южной и восточной окраинах плиты развита ассоциация пород, в которой преобладают аллювиальные, пролювиальные, дельтовые группы фаций континентальной и прибрежно-континентальной обстановок накопления. Они содержат 60-80% песчаников, 20% алевролитов и глинистых пород, которые имеют сложную линзовидную слоистость. В Приуралье, Шаимском районе комплекс имеет толщину от 0 до нескольких десятков метров. Он сложен разнотекстурными сильно известково-глинистыми песчаниками, алевролитами, глинистыми и углистыми породами; песчанистость не превышает 30-40%, литологическая неоднородность 0,4-0,6. Песчаные пласты имеют преимущественно косую волнистую линзовидную микрослоистость. На общем фоне коллекторов IV-V класса встречаются коллекторы III класса на Шеркалинской и других площадях, II класса – на Пунгинском месторождении, I класса – на Чуэльском. На Убинском месторождении преобладающими являются коллекторы V класса, наряду с ними наблюдаются коллекторы IV и III классов. Песчано-алевритовые коллекторские толщи здесь представлены озерно-аллювиальными образованиями (Г.С.Ясевич) двух палеогеографических зон: возвышенной денудационной и низменной аккумуляционной озерно-аллювиальной



**Коллекторские свойства прибрежно-континентального  
песчано-алеврито-глинистого угленосного комплекса (модель 2)**

Объект	Пористость, %		Абсолютная проницаемость, $\text{мД}$		$\frac{K_{\text{плг}}}{K_{\text{пр к}}}$	Примечание
	открытая	эффективная	по ядру ( $K_{\text{пр к}}$ )	по гидродинамическим данным ( $K_{\text{пр г}}$ )		
<i><b>Красноглинистый район:</b></i>						
	15 (25,7)*			4 (470)		
шеркалинская пачка	15,0-22,2		10			
приконтактные зоны комплекса с фундаментом	25,0			500-1000		
средние горизонты	12,0					
верхние горизонты	15,0			1-10		
<i><b>Сургутский район:</b></i>						
пласт ЮС <sub>2</sub>	13,8 (25,2)		8	14 (740)	1,8	На склонах локальных структур свойства ухудшаются. Дебиты 53 м <sup>3</sup> /сут (из 100 скв.), средние - 2,2 м <sup>3</sup> /сут, нефтенасыщенность 56-73%
Вачимовское, Мамонтовское месторождения	13,2-16,4			1-40		
<i><b>Шамский район</b></i>	$\frac{13,5}{3-33}^{**}$	8,5		15 (14070)		Дебит нефти 30 т/сут; IV класс; остаточная водонасыщенность 37%
<i><b>Приуралье:</b></i>						
	19,8	17,0	25	800	32	
Филипповская, Верхне-Кондинская площади				(2500-3000)		

\* Средние и максимальные (в скобках) значения.

\*\* В знаменателе – пределы изменения.

прибрежной равнины. Изменение коллекторских свойств пластов в разных районах при сходном составе и строении коллекторских толщ с глубиной значительно, что особенно отражается на проницаемости. Больших величин достигает пористость и проницаемость в участках, связанных с поверхностями несогласий в основании и в верхних горизонтах комплекса. При этом пористость возрастает на 3-10%, проницаемость – на 1-3 порядка. Ощутимые изменения пористости наблюдаются в комплексе в зонах растворения карбонатного цемента (до 10%).

**Модель 3.** Прибрежно-морской песчано-глинисто-ракушечниковый комплекс линзовидно-слоистых фаций, сформированный в обстановке с переменной скоростью осадконакопления и динамикой среды переноса и седиментации (см. рис. 15, Вг) в позднеюрское-раннемеловое, келловейско-валанжинское время, распространен на западе региона.

В комплексе присутствуют фации от прибрежных шельфовых до глубоководно-морских, размещающихся концентрически-зонально на расстоянии нескольких километров. Мощность его 30-100 м и более. Градационный характер слоистости, преобладание тонких осадков в верхних частях и в удаленных фациях свидетельствуют о присутствии в комплексе фаций турбидитовых потоков, тесно связанных с фациями шельфа. Комплекс характеризуется концентрически-зональным распространением коллекторов I-V классов, высокой проницаемостью вдоль фациальных границ и поверхностей размыва фундамента.

Прибрежные пески и пляжевые ракушечники накапливались вокруг выступов фундамента в келловейское и оксфорд-волжское время, а накопление алевроитового материала продолжалось вплоть до начала готеривского века. В результате сформировалась вогулкинская толща, которая представляет зональный проницаемый комплекс. Скорость осадконакопления толщи варьирует от 3 до 10 м/млн лет и более без учета уплотнения, составляя в среднем 5 м/млн лет. Динамика формирования определяется диапазоном образования толщи, охватывающим территории, расположенные на уровне моря, в зоне действия волнового базиса и ниже,  $K_{\phi}$  изменяется от 0,1 до 10 (в среднем 0,5 – линзовидная слоистость),  $K_z$  варьирует от 2 до 15 (10).

В Шаимском районе нефтяные скопления в вогулкинской толще выявлены на 30 структурах, в пределах которых породы-коллекторы имеют сложное строение. Продуктивная часть комплекса делится в разрезах на три пачки, причем лучшие коллекторы характер-

ны для нижних пачек. Породы-коллекторы пласта “П” лучше всего изучены на Трехозерной, Тетеревской, Мортымьинской, Мулымьинской, Даниловской и других структурах. Комплекс имеет четкое трехслойное деление. Все пачки развиты на локальных структурах не повсеместно. Вверх по разрезу от  $\Pi_1$  к  $\Pi_3$  область распространения морского бассейна постепенно расширялась, о чем свидетельствуют большие ореалы развития более молодых пачек ( $\Pi_2$  и  $\Pi_1$ ). Нижняя пачка пласта  $\Pi_3$  сложена песчаниками грубо-мелкозернистыми и алевролитами кварцевыми и кварц-полевошпатовыми, слабоглинистыми, хорошо отсортированными. Средняя пачка  $\Pi_2$  представлена песчаниками литокластическими глинисто-известковистыми неотсортированными, алевролитами аналогичного состава, гравелитами, известняками-ракушечниками, спонголитами. Верхняя пачка  $\Pi_1$  состоит из литокластических мелко- и грубозернистых глинисто-известковистых песчаников, ракушнякав и гравелитов, иногда сильно сцементированных. Во всех пачках увеличивается глинистость терригенного материала вверх по разрезу. При удалении от источников сноса в центре структуры появляется ритмичная градиционная слоистость. На большинстве локальных структур проницаемые разности вниз по падению замещаются плохо проницаемыми – алевролитами, аргиллитами, а вверх по восстанию выклиниваются. В Приуралье детальное изучение верхнеюрских отложений позволило выделить три типа разреза комплекса, наиболее полным из которых является Игрим-Чуэльский (Г.С.Ясович), по динамическим характеристикам близкий к Шаимскому. В нем выделены три пачки. Нижняя представлена песчаниками с прослоями гравелитов толщиной 4-12 м; средняя – аргиллитами, алевролитами с прослоями песчаников и гравелитов толщиной 5-8 м, нижняя – органогенно-детритовыми известняками, спонголитами и грубообломочными породами толщиной от десяти до нескольких десятков метров. Отмечается зональность по гранулометрическим характеристикам, обусловленная пространственным расположением областей сноса и палеорельефом. Аналогично меняется и качество коллекторов. Зоны их постепенного ухудшения от II до V классов имеют концентрическое расположение по отношению к сводовым частям структур.

Коллекторские свойства (табл. 6) в Шаимском районе в ряде структур имеют лучшее качество. Проницаемость по данным гидродинамических исследований в комплексе выше, чем по керну. Следует отметить, что на Сыскосыньинской, Пунгинской и Алясовской площадях отмечена максимальная проницаемость продуктивных

**Коллекторские свойства прибрежно-морского комплекса  
песчано-глинисто-ракушняковых линзовидно-слоистых фаций (модель 3)**

Объект	Пористость, %		Абсолютная проницаемость, $\text{мД}^2$		$\frac{K_{пр\Gamma}}{K_{пр\kappa}}$	Остаточная водонасыщенность, %	Примечание
	открытая	эффективная	по ядру ( $K_{пр\kappa}$ )	по гидродинамическим данным ( $K_{пр\Gamma}$ )			
<i>Шамский район</i>	12,3-26,3	4,6-20,2	0,2-100			21-63	
<i>Березовский район:</i>							
Трехозерное месторождение	20,1	15,7	1000			81	Нефтенасыщенность 81%. Зоны с лучшими коллекторами в прикупольных частях структурах
	21,2		150	190	1,3		
<i>Приуралье-Чулыский разрез</i>	18,0-26,0	14,4-22,9	105-1300			11-20	Нефтенасыщенность 80-89%.

пород в мезозойских отложениях Западной Сибири: она превышает  $10000 \text{ м}^2$ , в том числе на Пунгинской площади – более  $30000 \text{ м}^2$ .

Комплекс залегает на глубинах менее 2,0 км и характеризуется слабым уплотнением и высокими средними коллекторскими характеристиками. Средние величины открытой пористости в основном превышают 20%, по проницаемости коллекторы относятся к III классу.

**Модель 4.** Морской песчано-алеврито-глинистый комплекс линзовидно- и косослоистых фаций континентальных и шельфовых склонов, сформированный в обстановке с переменной скоростью осадконакопления и динамикой среды переноса и седиментации (см. рис. 19, В) в различные этапы раннемелового, берриас-раннеготеривского времени, распространен в районах континентальных палеосклонов, т.е. резких изменений рельефа. Комплекс рассматривается (В.С.Муромцев, А.Л.Наумов) как разновозрастное образование морских течений среди берриас-валанжинских и нижнеготеривских глинистых глубоководных отложений и представлен фациями турбидитных потоков, гравитационного перемещения, стоковых течений континентальных и шельфовых склонов, включая и оползневые, сформировавшиеся в основании склонов из-за высокой водонасыщенности пород и нестабильной обстановки формирования. Он об-

разовался на склонах, характеризуется значительной проницаемостью, ориентированной по падению пласта, сопряженной с субвертикальной трещиноватостью, особенно распространенной в участках изменения падения пород и смены фаций.

Песчано-алевритоглинистые породы комплекса относятся к ачимовской толще и входят в состав нижних горизонтов мегионской, куломзинской свит и новопортковской толщи. В восточной части региона в бассейнах рек Кеть и Вах ачимовская толща имеет берриасский возраст, в Тазовском районе – ранневаланжинский, в западной, северо-западной и северо-восточной частях – поздневаланжинский.

С породами комплекса, часто характеризующимися крутым первичным залеганием, отражающим направление континентального склона, связаны залежи нефти, газа и газоконденсата. Комплекс содержит пласты-коллекторы в Нижневартовском районе – БВ<sub>10</sub>-БВ<sub>15</sub>, Тазовском – БТ<sub>10</sub>-БТ<sub>18</sub>, Сургутском – БС<sub>13</sub>-БС<sub>16</sub>, в Уренгойском – БУ<sub>12</sub>-БУ<sub>16</sub>. Как правило, в ачимовской толще комплекса выделяются пять пачек: две самостоятельных песчано-алевритовых пачки – верхняя и нижняя, разделенные глинистой (А.Е.Ехнин). Выше и ниже них залегают соответственно надачимовская и подачимовская глинистые пачки. В большинстве случаев комплекс представлен одной опесчаненной пачкой с перекрывающими и подстилающими глинами.

Границы коллекторов комплекса имеют очень сложные очертания и на мелкомасштабных картах они не показаны вследствие мозаичного узкозонального распространения. Комплекс присутствует в составе смежных фаций, различающихся скоростью осадконакопления и динамикой переноса и седиментации, располагаясь главным образом вблизи их границ. Модели этого комплекса известны и изучены в Калифорнии (системы конусов Монтери и Ла-Джола) и других регионах (Ф.Петтиджон). Они представляют турбидитовые системы и состоят из серии русел, пересекающих континентальный склон и образующих конусы выноса у его основания. При продвижении подводного склона в море откладывается фация хорошо сортированных тонко-косослоистых песков, которая сменяется вверх по разрезу и вглубь бассейна фацией тонкослоистых глин и алевритов, отложенных из суспензий в спокойной воде и зоне склона. Эти тонкозернистые осадки ассоциируют с оползневыми фациями глинистых сланцев склоновой обстановки осадконакопления.

Скорости осадконакопления комплекса располагаются в интервале их значений в смежных фациях, т.е. являются переменными от 1 до 50 м/млн лет,  $K_{\phi} = 0,1-10$  и  $K_z = 0,1-500$  (условно в среднем 25).

Комплекс сформировался в пространстве, расположенном на уровне волнового базиса и главным образом ниже него. Основной энергетической силой его формирования стали потоки волочения, обусловленные гравитацией. Их активность стимулировалась процессами, происходившими выше уровня волнового базиса.

В Западной Сибири известны все составные элементы этого комплекса.

Осадки Повховской, Вэнгапурской, Коголымской, Ягунской, Тевлинской, Кочевской, Русскинской, Икилорской и других структур (пласты БС<sub>10</sub>, БС<sub>11</sub>) формировались в виде конусов на склонах шельфов древнего морского бассейна и связаны с гравитационным перемещением пропитанных водой песчано-глинистых отложений, находящихся в неустойчивом равновесии. Большое значение в их образовании на внешних склонах шельфа имели мутьевые потоки (турбидиты), которые называют также суспензионными, плотностными, гравитационными течениями. Для турбидитов характерно частое чередование ритмов небольшой толщины с уменьшением обломков в ритме снизу вверх, причем количество глинистых и песчаных осадков определялось массой поступающего материала и скоростью течения. Гидродинамика водного режима в центральных частях конусов наиболее высокая. При перемещении их в сторону моря в условиях регрессии наиболее грубообломочный материал откладывался последовательно вблизи мигрировавших границ бассейна в верхних частях литофаций, что обусловило сосуществование, казалось бы, взаимоисключающих горизонтально-слоистой и клиноформной моделей строения комплекса. При трансгрессии морского бассейна турбидитные осадки перекрывались глинами центральной части бассейна. Наряду с ними в комплексе развиты фации стоковых течений. Они пересекали шельф, откладывая в зонах пересечения песчаный материал, и, будучи более кратковременными, реже достигали подножий склонов палеошельфа. Комплекс окаймлялся подводными веерами и осадками вдольшельфовых течений. Эти фации представлены горизонтом БС<sub>11</sub> Кочевской, Тевлинской, Сортымо-Иминской площадей. Подводные веера выявлены на Итурской и Холмогорской площадях в горизонте Б<sub>10</sub>. Осадки вдольшельфовых течений установлены на многих площадях, совместно они формируют гряды шельфа. Из них можно отметить Сахтым-Кочев-

кую подводную гряду размером 80х20 км, Тевлинскую – 48х11 км, Русскинскую – 32х8 км. Затем следуют Икилорско-Савуйская, Западно-Федоровская, Северо-Сургутская подводные гряды субмеридионального простирания (В.С.Муромцев). В комплексе присутствуют оползневые фации. Они характеризуются наличием крупноглыбовых брекчий баженовской свиты, промежутки между которыми заполнены известковистыми песчаниками ачимовской толщи. С ним связана потеря корреляции отражающего горизонта “Б”, приуроченного к баженовской свите. Такие аномальные разрезы баженовской свиты и ачимовской толщи известны на Тагринской, Урьевской, Ноньеганской, Тевлинской, Конитлорской, Перевальной, Ватлорской и других площадях Среднего Приобья, а южнее – на Кенгской и Ивановской. Зоны таких разрезов картируются сейсморазведкой МОГТ, подтверждаются результатами бурения. Они ориентированы в субмеридиональном направлении и имеют ширину от 0,5-1,0 до 2,0-3,0 км, длину – 200 км. Песчаники характеризуются развитием оползневых и флюидалных текстур, трещин, зеркал скольжения. В песчаных породах встречаются остроугольные и удлиненные обломки битуминозных аргиллитов и песчаников. В глинах отмечены трещины причудливой формы, выполненные песчаным материалом, имеющие часто вертикальное направление. Контакты между литологическими разновидностями рваные, резкие, с зеркалами скольжения и характерной штриховкой, с каолинит-кальцитовыми жилами.

Изучение вещественного состава брекчий ачимовской толщи в аномальных разрезах показало, что в ней обломки пород баженовской свиты представлены разностями, соответствующими верхним горизонтам: кремнистыми, известково-кремнистыми, глинистыми породами и глинистыми силицитами. Породы содержат неокомовый комплекс спор и пыльцы, а обломки – остатки волжской ихтиофауны. Формирование пород в разрезах, где наблюдается потеря корреляции отражающего горизонта “Б”, разные исследователи понимают неоднозначно. Существует мнение (Гурари Ф.Г., 1977), что они формировались за счет мутьевых потоков в волжское время, чему противоречат палеонтологические данные. Отмечается также, что небитуминозные разности связаны с неокомскими турбидитами, а битуминозные – с накоплением пород одновременно в обстановке с более низкой гидродинамической активностью. Нельзя исключить и грязевулканическую природу брекчий. Наиболее известной является точка зрения (Нестеров И.И. и др., 1987), согласно ко-

торой отложения представляют комплекс фаций подводных долин, сформировавшихся в конце берриаса или начале валанжина под действием морских течений и образованных сгонными движениями вод.

Особенности состава и строения пород, следы гравитационного перемещения и разрывных течений позволяют отнести эти зоны к группе оползневых фаций: турбулентных потоков, гравитационного перемещения и направленных течений континентальных склонов. Значительные масштабы проявления процессов оползания – дислоцированность пород, их крупноглыбовая брекчированность, а также наличие даек песчаников, свидетельствуют о формировании пород в активной флюидодинамической и тектонической обстановке, связанной с разрывами и прорывами по ним флюидов (зоны апвеллинга). Приуроченность толщ лишь к нескольким субмеридиональным зонам, вытянутым параллельно береговым линиям, подтверждает это положение.

Породы-коллекторы динамически и тектонически активных зон представляют значительный интерес с точки зрения поисков нефти и газа. В последние годы в связи с открытием промышленных скоплений нефти, газа и конденсата комплекс превратился в самостоятельный нефтегазоносный поисковый объект, который обладает значительными перспективами. Скопления УВ тяготеют к зонам, где песчаники примыкают к мощным толщам глин. Лучше всего комплекс изучен в Сургутском, Нижневартовском районах.

Песчано-алевритовым и алеврито-глинистым породам толщи присуща горизонтальная тонкая слоистость, полосчатость, обусловленная чередованием темных аргиллитов и серых алевролитов или песчаников. Породы имеют чаще аркозовый, кварц-полевошпатовый состав, характеризуются разной степенью сортировки и окатанности, а также высоким (20-30%) содержанием глинисто-кальцитового цемента. Характерны структуры взаимного внедрения зерен и пойкилитовый характер карбонатного цемента. В Сургутском районе ачимовская толща комплекса имеет мощность от 20 до 160 м, которая возрастает на склонах и сокращается в сводовой части и на северной периклинали. Песчаники имеют форму невыдержанных по простиранию линз. Коллекторские свойства лучше всего изучены на Мало-Балыкском, Коголымском, Усть-Балыкском, Средне-Балыкском, Нижне-Сортымском месторождениях (табл. 7). По латерали в толще выделяются две зоны: первая с коллекторами IV класса, вторая – V класса проницаемости. Первая зона, вытянутая субмеридионально, расположена в повышенных участках Сургутского сво-



**Коллекторские свойства морского комплекса  
песчано-алеврито-глинистых косослоистых фаций (модель 4)**

Объект	Пористость, %		Абсолютная проницае- мость, фм <sup>2</sup>	Остаточная водонасы- щенность, %	Примечание
	открытая	эффективная			
<b>Сургутский район</b>	13,4-24,0* 4,5-25,8		0,2-95,0 0,01-1228		
<b>Усть-Балыкский район:</b>					
сводовая часть	19,1 18-24	12,3 11-17	29 11-95	35,5 29,0-38,0	
погруженная часть	13,4-20,5	4,7-12,5	0,2-10	39-66	
<b>Нижневартовский район:</b>	16,4 4,7-30,4	9,8 9,5-16,2	10 0,01-2192	40 16-70	По гидродинамическим данным и керну величины сходны
сводовая часть	19,9 16,2-22,0	12,9 10,2-16,2	40 13-150	35,2 28-38	
погруженная часть	16,7 11,0-19,9	9,4 13,5-12,1	3 10	43,5 34-70	
<b>Александровский район:</b>	10,5-21,6	4,1-13,8	10-50	36-70	
Мальгинская и Ново-Васюганская площади (2250-2275 м)			200-400 (1100)		Дебит газа 140 тыс. м <sup>3</sup> /сут, конденсата 10 м <sup>3</sup> /сут
<b>Северные районы:</b>					
Уренгойский, Тазовский, Ямальский, Губокинский, Вынгапуровский)	16,5	8,4		49,1	
<b>Комплекс в целом</b>	4-25		5-1150		

\* В числителе – средние значения, в знаменателе – пределы изменения.

да. В нее входят Усть-Балыкское, Южно-Балыкское, Мамонтовское, Быстринское, Востокинское, Вачимское и Коголымское месторождения. Вторая зона включает относительно погруженные участки свода с коллекторами более низкой проницаемости (V класс).

В Нижневартовском районе строение толщи несколько отличается от Сургутского. Она залегает на 100-150 м выше, имеет меньшую толщину (30-90 м), распространена на площади шириной 20-30 км. Отмечается закономерное уменьшение ее толщины и песчаности.

Здесь тоже выделяются две зоны. К первой зоне относится Покачевская, Мегионская, Локозовская, Ершовая, Сомотлорская, Советская, Аганская, Больше-Черногорская, Ново-Покурская, Щербак-овская, Сороминская, Нежданная площади. Вторая зона тяготеет к погруженной части свода, средние значения параметров коллекторов в ней ниже. В сводах локальных структур, как это показано на примере Поточного и Северо-Поточного месторождений (С.И.Шишигин), качество коллекторов хуже. В пониженных участках оно выше, что обусловлено соотношением мощностей, динамикой формирования и процессами преобразования коллекторов. По сравнению с Сургутским Нижневартовский район характеризуется лучшими коллекторскими свойствами пород. Пористость их выше на 4,5-5%, проницаемость – в два раза. Поскольку породы имеют сходный состав, отличия определяются постседиментационными изменениями.

В Александровском районе коллекторские свойства песчано-алевролитовых пород сходны с наблюдавшимися в Сургутском. Толщина их 30 м. Здесь также выделяются две зоны коллекторов – IV-V классов с различными характеристиками. Преобладают коллекторы V класса проницаемости, но в 10% случаев появляются коллекторы IV класса с проницаемостью от 10 до 50  $\text{мД}$ . Коллекторские свойства, как и в Сургутском и Нижневартовском районах, снижаются с глубиной.

В Усть-Енисейском и Тазовском районе из пород-аналогов ачимовской пачки получены промышленные дебиты газа. Результаты испытаний указывают на наличие коллекторов IV и III классов. Комплекс продуктивен и на некоторых площадях центральных и южных районов низменности. Так, на Мыльджинском месторождении из скв. 4 в интервале 2250-2275 м на 11-мм штуцере получен фонтан газа дебитом около 140000  $\text{м}^3/\text{сут}$  и конденсата – 10  $\text{м}^3/\text{сут}$ . На Межовской площади в скв. 3 получены нефть, конденсат и вода. В центральных районах на левобережье р.Оби развиты песчаники-

коллекторы IV и III классов. Проницаемость на Мыльджинской и Ново-Васюганской площадях достигает  $1100 \text{ фм}^2$  (в среднем  $200\text{-}400 \text{ фм}^2$ ), это указывает на существование песчаных линз с коллекторами III класса, что при наличии благоприятных структурных и литологических условий резко увеличивает перспективы восточных районов бассейна.

В целом коллекторские характеристики морского комплекса фаций турбидитных потоков, гравитационного перемещения меняются в зависимости от тектонических и термобарических условий. В более “спокойном” и менее “прогретом” Сургутском районе коллекторские характеристики хуже ( $K_{н \text{ от. max}} = 25,8\%$ ;  $K_{нр} = 1228 \text{ фм}^2$ ), чем в ближе расположенном к рифтовой зоне фундамента и более прогретом Вартовском районе ( $K_{н \text{ от. max}} = 30,4\%$ ;  $K_{нр} = 2192 \text{ фм}^2$ ). При близких термобарических условиях различия в коллекторских характеристиках обусловлены неодинаковостью, содержанием глинистого и известкового цемента. Коэффициенты корреляции зависимостей открытой пористости с карбонатностью и проницаемости с карбонатностью при наличии в разрезах слабоизмененных пород данной литофации составляют  $0,8\text{-}0,9$ . При увеличении количества цемента пористость и проницаемость пород-коллекторов уменьшается. Исключение составляют породы литофации в зонах АВПД, в которых коэффициенты корреляции этой зависимости имеют низкие значения ( $0,25\text{-}0,35$ ), т.е. содержание цемента в эпигенетически-измененных коллекторах в зонах АВПД не оказывает такого влияния на величину пористости. Это связано с генезисом зон, обусловленным подтоком флюидов снизу.

С преобразованием пород при их погружении связано уменьшение открытой пористости от  $30,4$  до  $4,7\%$  и проницаемости от  $2192$  до  $0,01 \text{ фм}^2$ , общее преобладание коллекторов IV-V классов, возрастание проницаемости по гидродинамическим данным в  $2\text{-}4$  раза по сравнению с полученной по керну и наличие порово-трещинных коллекторов.

Установлена прямая связь между свойствами коллекторов и активностью локальных и региональных тектонических движений. Она определяется по анализу палеовысот и литологических признаков. Лучшие коллекторы Вартовского и Сургутского районов приурочены к сводовым и присводовым частям конседиментационных крупных поднятий. В сводах локальных структур в ряде случаев наблюдается уменьшение и увеличение пористости.

## ***Обстановки с низкой скоростью осадконакопления***

В Западной Сибири в зависимости от положения по отношению к базису эрозии, уровню моря и волновому базису выделено семь комплексов фаций, сформированных при низкой скорости осадконакопления. Их характерной особенностью является образование в условиях пенепленизированных равнин обширных лагун, эпиконтинентальных морей и огромных бассейнов некомпенсированного прогибания на равнинных плоских поверхностях фундаментов комплексов. Это обусловило развитие в них общих черт, определивших впоследствии особенности формирования коллекторских толщ и, прежде всего, малую толщину, значительную площадь их распространения, постепенные переходы между комплексами и яркое выражение их литогенетических черт.

**Модель 5.** Континентальный песчано-алеврито-глинистый комплекс линзовидно- и косослоистых пестро- и красноцветных фаций, сформированный в обстановке с низкой скоростью осадконакопления и высокой динамикой переноса и седиментации (см. рис. 15, 17, 19, 20, БП) в среднеюрско-позднемеловое, сеноманское время<sup>\*</sup>, распространен на западной, южной и восточной окраинах Западно-Сибирского бассейна на площади не менее 500000 км<sup>2</sup>.

Комплекс характеризуется мощностью от 300 до 600 м, широким возрастным диапазоном и включает татарскую и тяжинскую свиты бат-позднеюрского, киялинскую, илекскую, малохетскую свиты батско-сеноманского возраста; представлен аллювиальными, озерно-аллювиальными, аллювиально-пролювиальными, в окраинной части лагунными (верхи тяжинской свиты) осадками. Он образовался в пространстве, расположенном ниже базиса эрозии и выше уровня моря в условиях пенепленизации областей питания, с которых сносился мелкий и тонкий обломочный материал, и характеризуется преобладающей окислительной средой осадконакопления.

Изопахиты на схемах (см. рис. 15, 17) отражают существование рек и бассейнов овальной формы озерно-лагунного генезиса, в которых только в бат-позднеюрское время накопились породы толщиной до 200 м. Осадки хорошо сортировались и переносились на значительные расстояния водными потоками. Скорость осадконакопления в среднем не превышала 10 м/млн лет,  $K_{\phi} = 0,1-0,6$ ,  $K_s = 20-100$  (в среднем 25).

---

<sup>\*</sup> Широкое площадное распространение имеет с нижнекелловейского подъяруса.

Характерной особенностью комплекса является не только пестрая окраска, но и пестрый песчано-алевритово-глинистый состав пород. Отдельные прослои представлены мергелями, гравелитами и конгломератами. Мелкозернистые песчаники и извесковистые алевриты имеют кварц-полевошпатовый, редко литокристаллокластический состав. Среди обломков полевых шпатов более 50% составляют калиевые, а среди обломков пород – кремнистые, глинистые, эффузивные – трахидациты и андезиты. Разновозрастные слои комплекса имеют неодинаковое распространение. В различных горизонтах найдены комплексы спор и пыльцы.

В южной части бассейна широко развиты средние горизонты комплекса преимущественно аллювиального генезиса. К ним относятся свиты: илекская берриас-валанжин-барремского возраста, киялинская – верхов валанжина-баррема, малохетская – позднеготерив-барремского и отдельные горизонты леушинской свиты – барремского. Коллекторы в комплексе имеют различное качество (табл. 8), которое определяется не столько возрастными, сколько литофациальными особенностями горизонтов и глубиной их залегания. Коллекторы I класса, представленные конгломератами общей толщиной 28 м, зафиксированы в Максимоярской опорной скважине на глубинах 1989, 1995 м, максимальная их проницаемость превысила 13000 фм<sup>2</sup>. Аналогичные коллекторы встречены в разрезе Елогуйской скважины. Зоны коллекторов II-IV классов окаймляют коллекторы I класса с северо-запада.

Наиболее широко распространены коллекторы III класса. Средние значения открытой пористости юго-восточной части региона 10-30%, а эффективной – 5,6-26,4%. По данным гидродинамических расчетов в некоторых скважинах полученные дебиты воды обеспечиваются коллекторами IV (и даже III) класса. Участки с лучшими коллекторами приурочены к повышенным частям структур и в плане располагаются цепочками, протягивающимися в субмеридиональном направлении. Коллекторы валанжинских горизонтов на востоке имеют также различные характеристики. Здесь выделены три зоны коллекторов: I класса в разрезе Чулымской опорной скважины, II – в районах Тымской и Елогуйской. Они окаймлены зонами коллекторов III класса. Коллекторские характеристики готеривских горизонтов киялинской свиты изучены на Туйской, Межовской, Веселовской площадях, в Тарской и Большереченской опорных скважинах на Барабинской и Татарской площадях (Р.И.Медвед-

**Коллекторские свойства континентального  
песчано-алеврито-глинистого комплекса (модель 5)**

Объект	Пористость, %		Абсолютная проницае- мость, фм <sup>2</sup>	Остаточная водонасы- щенность, %	Примечание
	открытая	эффективная			
<b>Валанжинские отложения:</b>	25,1	21,0	450	16,5	Концентрически-зональное расположение коллекторов I клас- са в центре, II-III – по периферии структур
Опорные скважины					
Чулымская	24,6		1100		
Тымская, Белогорская	(38,7)*		(2100)		Коллекторы являются возрастными аналогами пласта БС <sub>5</sub>
<b>Готеривские отложения:</b>					
княгининская свита	20,9	16,0	200	23,5	
Межовский, Туйский, Барабинский, Татарский районы	24,2	18,7	400	22,5	На площадях Назаровской, Добринской, Заводоуковской – кол- лекторы I класса
<b>Барремские отложения:</b>	23,9	18,9	300	21,0	
викуловская, назаровская- верхн леушинской свиты	27,5		520		
<i>Покровский, Уватский, Тоболо- ский районы</i> – уватская свита	19,0		110		Юго-западнее расположены коллекторы II-III класса
<b>Центральные районы:</b>	25,7	18,0	570	21,1	Распространены коллекторы I-II классов
Максимальная опорная скважина (1989-1995 м)	$\frac{26,4}{10-30^{**}}$	5,6-26,4	4,4-3,6	До 1300	На севере района – зона коллекторов I класса, южнее – II-III классов

\* В скобках – максимальные значения.

\*\* В знаменателе – пределы изменения.

ский и др.). В пластах, которые являются возрастными аналогами горизонта БС<sub>5</sub>, преобладают коллекторы III класса.

В юго-западной части региона готеривские коллекторские отложения представлены преимущественно нижними горизонтами киялинской свиты, пестроцветными, неравномерно-известковистыми, содержащими слои глинистых пород, алевролитов, песчаников и песков, которые имеют зональное распространение. Роль песчаников возрастает с запада на восток. Коллекторы по качеству сходны с рассмотренными.

Зоны коллекторов I-III классов сменяются к востоку коллекторами III, а севернее – IV классов на Михайловской и близлежащих площадях. Коллекторские характеристики барремской части комплекса в юго-западных, западных и центральных районах левобережья р.Оби, представленных малохетской и верхними горизонтами леушинской свит, идентичны. Среди коллекторов комплекса здесь преобладают мелко- и среднезернистые песчаники, по составу не отличающиеся от более древних с коллекторами I-III классов.

На востоке в районе Чулымской опорной скважины преобладают также коллекторы I-III классов. Зональность определяется направлением течения водных потоков и внешними признаками береговых линий морских бассейнов (лагунные отложения).

Таким образом, континентальный комплекс в целом характеризуется зональным распространением коллекторов I-IV классов, обусловленным в основном динамикой, направлением водных потоков и очертаниями морских бассейнов батско-валанжинского времени. Комплекс имеет высокие коллекторские характеристики, что обусловлено преобладанием в разрезе песчаных пород кварц-полевошпатового состава. Высокая динамика переноса и накопления материала при низкой скорости седиментации и неглубокое залегание комплекса предопределили существование в нем единой коллекторской системы с линзовидным строением отдельных горизонтов с высокой проницаемостью и отсутствием промышленных скоплений углеводородов.

**Модель 6.** Континентальный и прибрежно-континентальный глинисто-алевритовый с 60-80% песчаников комплекс линзовидно-слоистых фаций, сформированный в обстановке с низкой скоростью осадконакопления и высокой динамикой среды переноса и седиментации (см. рис. 14, БII), распространен в восточной части региона в зоне шириной от 400 км на юге до 50 км на севере, имеет форму громадного конуса выноса и площадь распространения не менее

1 млн км<sup>2</sup>. Комплекс представлен макаровской и тюменской свитами восточной окраины бассейна и достигает мощности 500 м. Возраст его ранне-среднеюрский. Характерной особенностью комплекса является преобладание мелко- и среднезернистых кварц-полевошпатовых хорошо сортированных песчаников с плоскими маломощными линзами глинистых и алевритистых пород, сходных с описанными в предыдущем комплексе. Он отличается от континентального большим количеством песчаников, их кварц-полевошпатовым составом, преобладанием коллекторов и почти полным отсутствием покрышек.

Породы сформировались на прибрежной аллювиально-пролювиальной равнине в пространстве, расположенном ниже базиса эрозии, выше него и на уровне моря, в условиях пенепленизации областей питания. Скорость осадконакопления не превышает 12,5 м/млн лет, флюидодинамический коэффициент равен в среднем 0,5 (линзовидная слоистость), а энергетический – 25. Комплекс характеризуется высоким качеством коллекторов и отсутствием скоплений углеводородов в связи с высокой подвижностью флюидов в коллекторской системе и с неспособностью пород удерживать их в земной коре.

Открытая пористость коллекторов составляет в среднем от 27 до 15%, эффективная – 22-10%, абсолютная проницаемость – от 1 до 1000 фм<sup>2</sup>. Зоны коллекторов различного качества, в основном III-IV классов, имеют субмеридиональное направление, совпадающее с простиранием береговой линии. В центральной части аллювиальной равнины они в виде залива субширотного простираения вытянуты к западу вплоть до верховьев рек Кеть и Вах, что, очевидно, связано с преобладанием в этих зонах русловых и прибрежно-аллювиальных фаций.

Зональность коллекторов определяется зрелостью пород и обусловлена высокой энергией переноса и седиментации. Формированию скоплений углеводородов препятствует удаленность нефтегазопроизводящих отложений, высокие фильтрационные характеристики и отсутствие флюидоупоров.

**Модель 7.** Прибрежно-морской и лагунный песчано-алевритоглинистый комплекс линзовидно-слоистых фаций (см. рис. 15, БП), сформированный в обстановке с низкой скоростью осадконакопления и высокой динамикой среды переноса и седиментации в позднеюрское, позднекелловейско-волжское время; распространен на площади 800 тыс. км<sup>2</sup> в юго-восточной части региона и имеет мощность 40-115 м, достигающую на северном ограничении 200 м.



Комплекс характеризуется группой фаций вдольбереговых баров и забаровых лагун прибрежно-морского комплекса. Они представлены наунакской свитой позднекелловейско-волжского возраста. В составе отложений преобладают линзовидные, сложнопереплетающиеся пласты кварц-полевошпатовых песчаников, алевролитов, аргиллитов с обильными растительными остатками. Вблизи кровли присутствуют стяжения пирита, глауконита, остатки фауны пелеципод и белемнитов. В направлении к югу глинистость пород снижается, коллекторские характеристики в толще улучшаются при сходном составе и глубинах залегания пород, что, очевидно, является следствием более высокой температуры их формирования. К западу глинистость возрастает. Породы сформировались на прибрежно-морской равнине и в отшнурованных от моря лагунах, в пространстве, расположенном на уровне моря вплоть до волнового базиса в условиях пенеппенизации областей питания. Скорость осадконакопления составляет 3-13 м/млн лет, флюидодинамический коэффициент равен 0,5 (линзовидная слоистость), а энергетический – 5-25 (в среднем 15).

Коллекторы имеют песчано-алевритовый состав, в крайнем варианте более высокую, чем прибрежно-континентальный комплекс, динамику формирования, но количество их в разрезе снижается. В Александровском районе по данным гидродинамических исследований проницаемость толщ составляет  $55 \text{ фм}^2$ , открытая пористость 24%, а по керну соответственно  $25 \text{ фм}^2$  и 11,5%. Преобладают коллекторы V класса, в том числе и продуктивные.

**Модель 8.** Мелководно- и прибрежно-морской песчано-алевритоглинистый комплекс горизонтально- и косослоистых фаций, сформированный в обстановке с низкой скоростью осадконакопления и переменной (от высокой до низкой) динамикой среды переноса и седиментации (см. рис. 15, Б1) в позднеюрское, келловей-оксфордское время, распространен в центральной и северо-восточной частях региона от низовьев р. Таза на севере до бассейна среднего течения р. Иртыша на юге на площади более 2 млн  $\text{км}^2$ . Мощность комплекса в центральной части региона не превышает 40 м, к востоку она увеличивается, возрастает и энергетическая активность формирования толщ. Представлен он группой фаций устьевых баров, отмелей, подводных валов и фаций мелководного шельфа, преобладающей в разрезах васюганской свиты.

В Сургутском, Нижневартовском, Александровском районах верхнеюрские песчано-алевролитовые породы представлены плас-

том Ю<sub>1</sub>. В нем открыто более сотни залежей. Пласт сложен песчаниками, алевролитами, глинистыми породами, гравелитами с глауконитом и с кабонатными прослоями. Слоистость ритмичная, косая и горизонтальная. Основным коллектором пласта Ю<sub>1</sub> являются песчаники, кварц-полевошпатовые, аркозовые кварцевые, реже литокристаллокластические мелко- и среднезернистые, различно отсортированные, алевролитистые, содержат 7-35% гидрослюдисто-монтмориллонитового смешанослойного (иногда с кальцитом) цемента, 40-50% кристаллокластов кварца, 20% калиевых полевых шпатов и плагиоклазов и по 50% обломков глинистых, кремнистых пород, андезитов и дацитов.

Породы сформировались в широкой шельфовой зоне эпиконтинентального морского бассейна в пространстве, расположенном между уровнем моря и волновым базисом, в защищенных от действия волн участках бассейна и ниже него. Скорость осадконакопления на большей части площади составляет 4 м/млн лет, к востоку она возрастает, но, вероятно, и возрастной диапазон комплекса здесь также увеличивается. Условно верхнюю границу скорости принимаем равной 20 м/млн лет. Флюидодинамический коэффициент равен 0,1-5, средняя величина энергетического коэффициента достигает более 100 при изменении от 4 до 300. Зональность коллекторов в локальном плане контролируется литологической изменчивостью пласта по простирацию в сторону замещения его глинами.

В верхнеюрских коллекторских толщах комплекса выделяются две зоны субмеридионального простираения с относительно повышенной проницаемостью преимущественно IV-V классов. Наибольшая по размерам восточная зона включает Коголымское, Покачевское, Покамасовское, Вахское, Пермьяковское, Хохряковское, Средне-Васюганское, Мыльджинское, Варьеганское, Тагринское, Ваньеганское и другие месторождения. Простираение ее совпадает с простираением Уренгойского грабен-рифта. В западной зоне наблюдаются аналогичные закономерности изменения качества коллекторов, они имеют более высокую глинистость, более низкие коллекторские характеристики, несмотря на то, что залегают глубже. Решающим фактором сохранения коллекторских свойств пород явилась, очевидно, относительно пониженная температура недр, которая здесь составляет 70°С на глубине 2,5 км.

В целом верхнеюрские отложения с коллекторами повышенного качества из центральных районов простираются к северо-востоку, где они сложены песчано-глинистой толщей пород, аналогич-

ной васюганской свите центральных районов. Они имеют небольшую мощность (до 40 м) и представлены серыми мелкозернистыми плотными кварц-полевошпатовыми песчаниками алевроито-глинистыми и глинисто-известковистыми, чередующимися с алевролитами и глинистыми породами.

Абсолютная проницаемость коллекторов достигает здесь 5373 фм<sup>2</sup> (в среднем 10-40 фм<sup>2</sup>); открытая пористость колеблется от 3 до 30% (в среднем 13,5-16,4%), эффективная – от 8 до 11%. Средние содержания связанной воды – 29-42%. По результатам испытаний коллекторские характеристики выше.

Граница комплекса с мелководно-морским преимущественно алевролитово-глинистым комплексом фаций проходит через Медвежье, Песцовое, Уренгойское, Самбургское, Заполярное, Тазовское, Арктическое месторождения. На границе, в песчаных аналогах пласта, выявлена промышленная нефтегазоносность Усть-Часельской, Губкинской, Межвежьей и других площадей. При испытании скважин получена нефть с дебитом десятки тонн в сутки и газа – десятки-сотни кубических метров в сутки. На севере, на Южно-Соленинском месторождении, фонтан газа с конденсатом имеет дебит 4 млн м<sup>3</sup>/сут.

В Тазовском, Губкинском, а также Верхнетолькинском районах аналогичные коллекторы вскрыты в единичных скважинах. Здесь песчано-алевритовые пропластки и пласты чаще представлены более плотными разностями, чем в Среднем Приобье, хотя залегают примерно на такой же глубине, что и в пределах Сургутского и Вэнгапурского районов (средняя глубина 2900-2950 м). Это обусловлено более высоким катагенетическим изменением пород под воздействием температуры, которая в этих районах выше, чем в Сургутском. Нельзя исключить и влияния на коллекторские свойства пород их уплотнения при погружении. Коллекторы в Нижневартовском районе характеризуются сходными температурами и составом пород, но залегают на 200 м выше. Коллекторские свойства их более высокие.

Проницаемость пород здесь составляет 40 фм<sup>2</sup>, открытая пористость – 13,8%, на Верхне-Тарском и Казанском месторождениях средние значения соответственно 30-40 фм<sup>2</sup> и 16,3-17%. Преобладают коллекторы V, редко IV классов. Песчанистость пород на крупных положительных структурах (куполах и сводах) здесь, как правило, увеличивается, во впадинах – уменьшается. Толщины пластов меняются в обратном порядке. В пределах локальных положительных

ных структур они уменьшаются, а коллекторские свойства пород сохраняют высокие величины, во впадинах песчанистость возрастает, но коллекторские свойства ухудшаются. На малоамплитудных структурах качество коллекторов не контролируется структурным планом. Количество таких структур превышает 50%.

Итак, комплекс характеризуется широким латеральным распространением при небольшой толщине осадков, высокими величинами фильтрационных характеристик в горизонтальном направлении, чередованием с глинистыми пластами с флюидоупорными и нефтегазопроизводящими свойствами.

**Модель 9.** Мелководно-морской алевритово-глинистый комплекс массивных фаций, сформированный в обстановке с низкой скоростью осадконакопления и динамикой среды переноса и седиментации (см. рис. 15, БIII) в позднеюрское, позднекелловейское-раннемеловое, аптское время, распространен в центральной и северной частях региона на площади 2,5 млн км<sup>2</sup>. Толщины в этом комплексе возрастают к северу и востоку от 100 до 400-600 м (в среднем 130 м).

На востоке ширина зоны распространения комплекса равна 100-200 км, мощность колеблется от 100 до 400 м (в среднем 130 м), достигая в Усть-Енисейской впадине 600 м. На западе и юге мощность отложений равна 20-100 м (в среднем 30 м).

В состав комплекса мелководно-морских фаций компенсированного прогибания входят большая часть горизонтов абалакской свиты позднекелловейско-киммериджского возраста в Усть-Балыкском районе, яновстанская, верхние горизонты марьяновской и лабытнангской и других свит и толщ волжско-раннеберриасового – в северных районах, верхние горизонты фроловской свиты берриас-аптского возраста – в Красноленинском районе, кошайская, алымская и нейтинская свиты раннеаптского времени формирования – в широтном Приобье и на Ямале. Образование комплекса происходило, таким образом, в течение позднекелловейского-раннеаптского времени.

Нижние и верхние горизонты комплекса сложены глинистыми породами и алевролитами, в средних – преобладают глинистые осадки. В северной части региона в нем появляются линзовидные песчаные пласты в глинистых отложениях близ кровли яновстанской свиты. Они содержат газоконденсатные залежи на Дерябинском месторождении. Глины часто алевритистые, полосчатые с линзовидно-гнездовыми включениями алевролитов и песчаников, пропластками глинистых известняков и сидеритов. Мелководно-морс-

кой и отчасти лагунный генезис осадков подтверждается обилием остатков древесины и растительного детрита, комплексами фораминифер, остатками пелеципод, рыбной чешуи. Породы являются в основном нефтегазопроизводящими. Скорости осадконакопления комплекса не превышают 5 м/млн лет в центральной и западной частях региона и достигают 10-11 м/млн лет на севере;  $K_{\phi}$  меняется от 1 до 10 (в среднем 5),  $K_e$  находится в диапазоне 0,5-10 (в среднем 1-2), т.е. энергия пластов является низкой.

Комплекс сформировался в пространстве, расположенном ниже уровня волнового базиса, в спокойных, защищенных от действия волн участках мелководного морского бассейна, в условиях пенеппелизации рельефа и незначительного сноса песчаных осадков. Он служит покрывкой залежей в зоне сочленения с мелководно- и прибрежно-морскими и прибрежно-континентальными осадками.

Комплекс характеризуется отсутствием гранулярных коллекторов, имеет флюидоупорные свойства. В благоприятной термобарической обстановке является нефтегазопроизводящим.

**Модель 10.** Глубоководно-морской преимущественно глинистый комплекс фаций, сформированный в обстановке с низкой скоростью осадконакопления и динамикой среды седиментации (см. рис. 16-19, БIII) в раннемеловое берриас-аптское время, распространен в центральной и северной частях региона на площади не менее 1,5 млн км<sup>2</sup>, толщина его до 600 м.

Комплекс имеет наибольшее распространение среди верхнеберриас-валанжинских и меньшее среди нижнеготеривских осадков. Он сложен преимущественно массивными, грубослоистыми глинистыми породами. Они представлены в регионе берриас-готеривской и ахской и берриас-аптской фроловской (нижние горизонты) свиты, вошли в состав нижневаланжинских нижних пачек мегионской и в куломзинскую свиту. К этой группе фаций относятся валанжин-барремская алясовская свита (с чузльской пачкой) в западной части региона. Возрастной диапазон формирования комплекса берриас-аптский. Содержание глинистого материала во вмещающих породах 75-85%, он состоит из смешанослойных монтмориллонит-гидрослюдистых образований, диоктаэдрических гидрослюдов, хлоритов и каолинита. Количество мелкоалевритового рассеянного материала полевошпат-кварцевого состава не превышает 15-20%, а кальцита – 2-4%.

Давление прорыва газа превышает 5 МПа, суммарный коэффициент диффузии – до  $1 \cdot 10^{-7}$  см<sup>2</sup>/с и менее. По классификации флюидоупоров (И.Н.Ушатинский, О.Г.Зарипов) покрывки относятся к

третьему классу, в пластовых условиях они практически непроницаемы для нефтяных УВ.

Скорость осадконакопления комплекса не превышает 20 м/млн лет, но чаще составляет 5-10 м/млн лет;  $K_{\phi}$  – не менее 5-10,  $K_z \gg 2$  (в среднем 17).

Комплекс сформировался в пространстве, расположенном ниже базиса эрозии в обстановке компенсированного осадконакопления при низкой энергетической активности среды.

**Модель 11.** Глубоководно-морской комплекс битуминозных глинисто-карбонатно-кремнистых тонкослоистых фаций, сформированный в обстановке некомпенсированного прогибания с низкой скоростью осадконакопления и динамикой среды переноса и седиментации (см. рис. 16, БIII) в позднеюрско-раннемеловое, волжско-валанжинское время, широко распространен почти на всей площади Западно-Сибирского бассейна, за исключением его окраин, но в наиболее полном объеме развит в районе нижнего течения р.Оби.

Комплекс представлен баженовской, тутлеймской, мулымьинской свитами волжско-валанжинского – раннеготеривского возраста. Он формировался в низовьях р.Оби до ранневаланжинского, в Шаимском районе до раннеготеривского времени. Мощность комплекса 10-80 м (в среднем 28 м). По простирацию в окраинных частях бассейна на севере он сменяется комплексом морских фаций, сложенных сероцветными глинистыми и песчано-глинистыми породами условий компенсированного осадконакопления (яновстанская, верхние части марьяновской, лабытнангской свит).

Битуминозные отложения присутствуют и в более древних келловей-киммериджских породах (см. рис. 15, БIII).

Контакт баженовской толщи с подстилающими абалакской свитой и более древними толщами резкий. Ряд исследователей (Крылов Н.А., 1980) допускает кратковременный перерыв в осадконакоплении, который стратиграфически не выражен. В контактовой зоне присутствуют карбонатные прослои толщиной до 1 м, которые расположены в нижних слоях баженовской и в верхних горизонтах абалакской свит. Иногда прослои сливаются в один. Они имеют конкреционную природу. На баженовской свите залегают слабоалевритистые глины подачимовской толщи.

Скорость осадконакопления комплекса низка, обычно менее 1 м/млн лет и не соответствует скорости прогибания. Комплекс сформировался в глубоководной обстановке ниже волнового базиса.

Динамика переноса и накопления материала низка и неравномерна,  $K_{\phi} = 1-10$  (тонкая, иногда линзовидная слоистость),  $K_z$  также низко и изменяется от 0,1 (наименьшие значения по Западной Сибири) до 10 (в среднем 5).

Наибольший объем комплекса представлен баженовской свитой. Ее характерной особенностью является способность в различных условиях недр проявлять свойства коллекторов или флюидоупоров.

Изучением состава, строения баженовской свиты и ее коллекторских характеристик занимались многие исследователи, однако единого мнения по этим вопросам нет: одни рассматривают свиту как монотонную терригенную глинистую толщу, другие отмечают ее сложное строение и роль биогенного материала, а третьи расчленяют ее на пачки и слои. Нет единства мнений и в представлениях о формировании коллекторов.

Большинство исследователей связывают образование коллекторов с высоким содержанием в свите органического вещества, которое достигает 25-30%, с микрослоистым строением пород и со способностью их расслаиваться и образовывать коллекторскую емкость под напором генерируемых углеводородов (Ф.Г.Гурари, И.И.Нестеров, В.М.Добрынин, Т.В.Дорофеева и др.). Другие (Н.А.Крылов и др.) считают, что коллекторские возможности определяются трещиноватостью баженовской свиты. Формирование в ней углеводородных залежей связано главным образом с разрывными нарушениями. Третьи утверждают, что коллекторская емкость возникает в различно текстурированных участках породы в зонах тектонических напряжений (Т.Т.Клубова, Л.П.Климушина, Г.М.Таруц, Е.А.Гайдебурова и др.).

Большое значение тектоническим силам придают геологи (А.А.Трофимук, Ю.Н.Карагодин), считающие, что зоны коллекторов в баженовской свите представляют поля повышенных напряжений в прошлом, в настоящем они являются относительно ослабленными участками разгрузки в мозаично-неравномерном поле тангенциальных напряжений. Нет единства взглядов и в отношении происхождения нефти, особенно на Салымском месторождении. Хотя большинство исследователей признает их автохтонными, наличие каменноугольных спор, пестрый состав нефти и особенности их изменения позволяют признать правоту представлений А.Н.Гусевой и Л.П.Климушиной о подтоке нефти в свод Салымского месторождения из фундамента по зоне дробления. Нами также прослежен поток

легких нефтей из тюменской свиты Усть-Балыкского района в баженовскую и вышележащие толщи Салымского.

В комплексе глубоководно-морских фаций некомпенсированного прогибания (баженовская свита) выделяются четыре пачки, которые условно соответствуют нижнему, среднему, верхнему подъярусам волжского и нижней части берриасского ярусов. Чаще две последние пачки объединяются в одну. Толщина нижней, средней и верхней пачек соответственно 10-15, 12-15 и 5-10 м.

В строении комплекса принимают участие микрослоистые (60%), неяснослоистые и микроракушняковые глинисто-кремнисто-известковистые породы с высоким содержанием (до 25%) органического вещества и с переменным количеством указанных минеральных компонентов.

В разрезе в нижней части преобладают микрослоистые и микро-ракушняковые слабоглинистые силициты (радиоляриты) и возникшие за счет их карбонатизации вторичные известняки и доломиты. Средняя в основном сложена неяснослоистыми глинистыми силицитами, а верхняя – микро- и неяснослоистыми кремнистыми и известково-кремнистыми глинами, мергелями и известняками.

Строение комплекса невыдержано, что связано с локальным перераспределением и изменением состава пород в диагенезе и катагенезе. На Северо-Салымской площади в скважинах 118, 127 он представлен микрослоистыми, а в скважинах 110, 113 – только неяснослоистыми породами.

Органическое вещество относится к сапропелевому типу. Содержание его уменьшается вниз по разрезу от глинистых пород к микро-ракушняковым силицитам. Его количество в центральных районах составляет 13-18%, на окраинах – менее 5%.

Смектит-гидрослюдистые образования и биогенные халцедон, карбонаты, пирит преобладают в более глубоководной части, а обломочный кварц, полевые шпаты, каолинит, хлорит тяготеют к периферии бассейна, причем каолинит преобладает на западной окраине в Шаимском районе, хлорит – на северо-, юго-восточном и южном обрамлениях, что определяется составом поступавшего в бассейн материала кор выветривания с обрамлений бассейна (Нестеров, 1987).

Характерной особенностью коллекторских толщ является высокая степень неоднородности распределения коллекторов в разрезе и по латерали и линзовидный прерывистый характер коллекторских зон латерали (Гурари, 1981; Хабаров и др., 1981), что приводит к тому, что высокодебитные скважины располагаются в полукилометре



от сухих. Наиболее распространены тонкомикрослоистые породы в разрезе Салымского района, меньше их в Нижневартовском районе, но из этих пород получены промышленные притоки нефти с площадей: Большой Салым, Северо-Островная и другие. Преобразование органического вещества в породах вызывает растворение кремнезема и карбонатов, разуплотнение пород и образование в них пьезоминимумов. Появление пьезоминимумов сдвигает равновесие в породах и приводит к превращению органического вещества в микронепть и к всасыванию ее в участки, характеризующиеся пьезоминимумами. Перетоки микронепти и газообразных УВ создают дополнительную матричную пористость. Такая модель строения коллектора баженовской свиты предполагает возможность существования разрозненных гидродинамически не связанных линз с залежами нефти в разных частях разреза (Желтов, 1984). На основе гидродинамических расчетов для участка опытно-промышленной эксплуатации на Салымском месторождении определено, что протяженность таких линз может достигать 1,0-1,5 км, а их наиболее вероятная мощность 2-5 м.

Большое значение в коллекторах имеет горизонтальная тонкая слоистость, рассланцованность пород параллельно преобладающему направлению давления, а также матричная, особенно вторичная пористость (Добрынин, 1982; Дорофеева и др., 1983). Коллекторские свойства комплекса: максимальная пористость 0,2-16% (в среднем 8-15%), расчетная пористость – 4,5-9,5%, проницаемость от 0,01 до 500  $\text{фм}^2$  (в среднем 65  $\text{фм}^2$ ).

Необходимо подчеркнуть, что вынос керна из интервала развития комплекса небольшой, порода быстро превращается в мелкораздробленный шлам, поэтому основные сведения об изменении свойств коллекторов приводятся по геофизическим и гидродинамическим данным.

Сравнение промысловых характеристик волжско-берриасских пород с параметрами близких по строению, но давно разрабатываемых нефтеносных пластов-коллекторов, позволяет выявить ряд особенностей толщ, в которых процессы генерации и эмиграции УВ соединены во времени и в пространстве. Для них характерен большой разброс начальных пластовых давлений, АВПД с коэффициентом аномальности до 2, разброс начальных дебитов от единиц до сотен тонн в сутки. Количество сухих скважин в контуре продуктивности может достигать 40%, залежи характеризуются отсутствием законтурных и подошвенных вод. Скважины, их дренирующие, отличаются необычным долголетием (Хобберти, Виллис, 1956). На месторож-

дении Флоренц скважины, дренирующие нефтеносные сланцы, работают 30 и даже 72 года.

Все эти данные подтверждают вывод о неоднородности, линзовидном характере коллекторов, затрудненной сообщаемости линз между собой, вовлечении их в эксплуатацию только после изменения давления на величину, достаточную для обеспечения прорыва флюида через ограничения отдельных линз в коллекторских толщах.

Сейсморазведочными работами в центральных районах Западной Сибири отмечены “аномальные” разуплотненные зоны, в том числе и связанные с потерей корреляции отражающего горизонта, расположенные в баженовской свите.

Скорее всего, как это отмечают и многие исследователи, наличие зон разуплотнения обусловлено повышенной горизонтальной трещиноватостью и разуплотнением вследствие комплексного воздействия всех отмеченных процессов. Аномальные зоны разуплотнения вертикального направления выявлены по результатам сейсмических исследований на Салымском месторождении. Они представляют собой зоны дробления, насыщенные повышенным количеством флюидов. С ними связаны максимальные дебиты углеводородов. Наряду с зонами разуплотнения, вызванными появлением коллекторов, в комплексе присутствуют зоны разуплотнения, связанные с существованием несогласий. Это позволяет установить, что генезис таких зон разуплотнения может быть различным. Он обусловлен седиментационно-динамическими, тектоническими факторами и влиянием температуры и давления при погружении толщ. Исходя из изложенного, среди основных критериев для моделей глинистых коллекторов целесообразно отметить следующие:

максимальная неоднородность по составу пород, содержание в них наряду с глинистым и органическим материалом кремнистого и известковистого, которые являются исходной основой для интенсивного течения процессов диагенеза и кататенеза;

неоднородность по строению, которая выражается наличием крупных линзовидных зон различного уплотнения, микрослоистости, рассланцованности пород с неодинаковыми коллекторскими свойствами, давлениями и дебитами;

развитая трещинная система с трещинами различных масштабов и ориентации, которая выявляется нелинейностью процессов фильтрации. Наличие трещин подтверждается также резким различием дебитов в соседних скважинах, различной буримостью интервалов распространения трещиноватых и массивных пород (Сургу-

чев, 1987), обнаруженной микротрещиноватостью и тонкой рассланцованностью в кернах, нормально- и по-соседству аномально-высокими пластовыми давлениями и температурами по данным гидродинамических исследований работающих скважин. Микрослоистость глинистых пород имеет не менее двух систем трещин: горизонтально-слоистую, развитую повсеместно, и субвертикальную, отмеченную в отдельных зонах;

наличие зон разуплотнения, субвертикальной трещиноватости, которое объясняется глубинными разломами, механизмом образования и сохранения коллекторов и залежей, течением постседиментационной истории. На месторождениях комплекса отмечается разная интенсивность влияния этих механизмов. В результате ориентация трещин, динамика деформаций и АВПД являются определяющими для формирования коллекторских свойств в битуминозных толщах.

### ***Обстановки с высокой скоростью осадконакопления***

В Западной Сибири в зависимости от положения по отношению к базису эрозии, уровню моря и волновому базису выделено семь комплексов фаций, сформированных при высокой скорости осадконакопления. Их характерной особенностью является образование в условиях быстрого и неравномерного прогибания, которое сопровождалось различным по масштабам уплотнением, развитием конседиментационных структур, разломов, обусловленных спецификой их формирования и интенсивной латеральной изменчивостью пород в комплексах.

**Модель 12.** Прибрежно-континентальный алевроито-песчаный комплекс массивных и косослоистых фаций, сформированный в обстановке с высокой скоростью осадконакопления и динамикой среды переноса и седиментации (см. рис. 17, 20, АII) в позднеготерив-сеноманское время, широко распространен на большей части территории Западно-Сибирского бассейна, представлен аллювиально-пролювиальными фациями надводной и подводной равнин (авандельтово-бассейновый). Наиболее древние позднеготерив-барремские отложения комплекса распространены на восточной и западной окраинах Западно-Сибирского бассейна, более молодые – апт-сеноманские – на восточной его половине. В юго-восточных, восточных и северо-восточных районах от Туруханской опорной скважины, левобережья р.Енисей вплоть до Чулымской впадины и на Джангодском месторождении в Пясинском районе в состав комплекса входят фации прибрежной равнины, сложенные преимущественно песча-

ми, залегающими на глубинах от 190 м в Мариинской опорной скважине до 2100 в Ларьякской. Максимальные значения открытой пористости (табл. 9) отличаются от средних на 11%, а проницаемости – на порядок. Мощность – 700-850 м в Среднем Приобье, 1000-1300 м на севере региона. В районе Тымской опорной скважины в породах прибрежно-континентального комплекса появляются горизонты пестрых пород континентального песчано-алевритоглинистого комплекса, сформированного при низкой скорости осадконакопления. Здесь отмечена самая высокая проницаемость, а в породах из Белогорской опорной скважины – наиболее высокая пористость в комплексе и в песчаных породах Западной Сибири. В целом комплекс имеет высокие коллекторские характеристики и относится к I-III классам (табл. 9).

В Тазовском районе и западнее породы комплекса принадлежат к усть-тазовской серии и покурской свите. На севере он по латерали замещается прибрежно-морским и континентальным песчано-алевритоглинистым угленосным комплексом с переменной динамикой переноса и седиментации, а на западе – мелководно-прибрежно-морским песчано-алевритовым угленосным горизонтально-тонкослоистым также с переменной динамикой переноса и седиментации, но в целом более глубоководным (викуловская свита апта, ханты-мансийская свита альба и уватская - сеномана).

Аптско-сеноманская часть комплекса в восточной и центральной частях региона представлена алевритопесчаной покурской свитой и усть-тазовской серией, скопления газа преобладают в ее кровле, т.е. в сеноманских алевритопесчаных осадках.

Пески и песчаники с глинисто-известковым цементом в покурской свите и усть-тазовской серии серые, светло-серые, мелко-среднезернистые, реже крупнозернистые и разномзернистые, косо- и горизонтально-слоистые, в основном кварц-полевошпатовые и кварцевые, с преобладающим количеством калиевых полевых шпатов и с присутствием кремнисто-глинистых литокластов. Цемент пород известковисто-глинистый, гидрослюдисто-каолинит-хлоритовый с равным количеством этих глинистых минералов, с присутствием монтмориллонита и монтмориллонит-гидрослюдистых смешанослоистых образований в глинистых разностях.

Подчиненное значение имеют алевролиты, алевриты, алевритовые бурые и черные углистые глины аналогичного состава, толщины прослоев которых превышает 2-3 м. Они содержат растительный детрит, желваки и линзы сидеритов, невыдержанные маломощные

Свойства коллекторов прибрежно-континентального комплекса (модель 12)

Объект	Пористость, %		Абсолютная проницаемость, $\text{fm}^2$		$\frac{K_{\text{пр.г}}}{K_{\text{пр.к}}}$	Остаточная во- донасыщен- ность, %	Примечание
	открытая	эффектив- ная	по ядру ( $K_{\text{пр.к}}$ )	по гидродина- мическим дан- ным ( $K_{\text{пр.г}}$ )			
<i>Сургутский и Усть-Балыкский районы</i>	29,0 (41,9)*	24,4 (32,0)		800 (8500)		16,0	
<i>Нижневартовский район</i>	27,5	22,3		600		18,7	
<i>Центральный район левобережья р. Оби:</i>	27,0	23,0		2000 (22700)		12,6	
Ново-Васюганская, Пудинская площади				3000			
<i>Северные районы:</i>							
Месторождения:							
Уренгойское, Губкинское, Надымское	$\frac{28,7(49,0)**}{26,5-33,8}$	$\frac{22,0}{19,9-27,7}$	$\frac{580(5720)}{300-1500}$	$\frac{1300(15000)}{390-1900}$	$\frac{2,2(2,6)}{1,5-2,0}$	$\frac{23,1}{25,0-18,0}$	
Заполярье	(44,1)	(23,2)	(6500)	(8500)	(1,4)	(23,3)	Преобладают коллекто- ры II-III классов
Джангольское, Мессоякское	25,0	17,2	130	300	2,0	31,0	
<i>Чулымский район:</i>							
Казанцевское месторождение	26,8		380				
Опорные скважины:							
Марининская (190 м)	36,9			3300			
Ларьяковская (2100 м)	25,9	21,3		500			
Тымская, Белогородская	57,0			1500			
Тарская, Ново-Васильевская, Большая Черенчатая	49,0			6000			Преобладают коллекто- ры I-III классов
Комплекс в целом	25,0-35,0			400--7000			

\* Средние и максимальные (в скобках) значения.

\*\* В числителе – средние (в скобках – максимальные) значения, в знаменателе – пределы изменения.

прослой углей. Эта мощная толща прибрежно-континентального генезиса содержит вблизи западной границы распространения прослой зеленовато-желто-серых алевроитовых глин с фораминиферами, которые отождествляются с морскими глинами и аргиллитами ханты-мансийской свиты.

В средних и верхних горизонтах разреза в покурской свите на уровне альбского яруса фиксируются пачки тонкопереслаивающихся песков, алевроитов и глин с горизонтальной, косой и линзовидной слоистостью. В них присутствуют обугленные растительные остатки, линзы, лигниты, включения янтаря. Толщина песчано-алевритовых пачек 30-40 м.

Скорость осадконакопления комплекса является наибольшей в период формирования мезо-кайнозойских пород Западно-Сибирского бассейна. Она имеет максимальную величину 74,1 м/млн лет в Усть-Балыкском районе, снижается к востоку до 63,0 – в Сургутском, до 51,9 – в Нижневартовском, до 55,5 – в Александровском и возрастает к северу и северо-востоку, достигая соответственно 68,5 м/млн лет в Уренгойском и 68,5 м/млн лет в Тазовском районах. Комплекс характеризуется высокой динамикой переноса и седиментации:  $K_{\phi} = 0,1-0,5$  (в среднем не более 0,3),  $K_z$  равно в среднем 180-240. Комплекс формировался в активной энергетической обстановке, в пространстве, соответствующем уровню моря и выше него.

Комплекс характеризуется в целом высокими коллекторскими свойствами, которые по гидродинамическим данным в 1,5-3 раза ниже, чем по керну. Керна лучших коллекторов в разрезах скважин зачастую дезинтегрирован и не выносится на поверхность, и коллекторские свойства, определенные по керну, имеют заниженные величины. Гидродинамические данные более объективно характеризуют качество коллекторов. К зонам коллекторов I класса в северных районах относятся Уренгойское, Губкинское, Комсомольское месторождения, остальные входят в состав зоны коллекторов II-III классов.

В восточных и северо-восточных районах вблизи ограничения комплекса качество коллекторов понижается от I к IV классу. Одновременно снижается количество песчаников в разрезе и повышается содержание глинисто-карбонатного цемента и плотность пород.

Границы альб-сеноманского нефтегазоносного комплекса не соответствуют ограничениям седиментационно-динамического. Газонасыщенность массивных резервуаров зависит не только от фаци-

ального облика вмещающих толщ, но и от природы нижележащих толщ, откуда поступает значительная часть новообразованных УВ в процессе вертикальной и горизонтальной внутрирезервуарной миграции. На объемы скоплений влияют также присутствие глинистой покрышки большой толщины и размеры и амплитуда поднятий II-III порядков. В целом комплекс содержит 38% коллекторов всего объема мезозойских отложений, характеризуется большой толщиной и песчанистостью, незначительными катагенетическими изменениями из-за малой глубины погружения, молодого возраста пород и высокой скорости седиментации.

Коллекторы имеют лучшее качество в сводовых частях структур, худшее – на крыльях и в переклинальных участках.

Комплекс содержит огромные запасы газа и является перспективным в отношении газонефтеносности.

**Модель 13.** Прибрежно-континентальный песчано-алевритоглинистый угленосный комплекс линзовидно-слоистых фаций, сформированный в обстановке с высокой скоростью осадконакопления и переменной динамикой среды переноса и седиментации (см. рис. 19-20, А<sub>1</sub>) в позднеготерив-сеноманское время, распространен в северо-восточной части региона на площади 750 тыс. км<sup>2</sup>, имеет толщину более 400 м, возрастающую к северо-востоку. Он представлен прибрежными аллювиально-пролювиальными фациями, формировавшимися в нестабильной обстановке: скорость осадконакопления 25 м/млн лет,  $K_{\phi}=0,1-10$ , в среднем – 0,3-0,6 (линзовидная слоистость, наличие прослоев углей),  $K_z = 50-80$ , т.е. они ниже, чем в прибрежно-континентальном комплексе. Снижение динамики седиментации и скорости осадконакопления отразилось на составе комплекса, специфика которого заключается в угленосности и большем количестве алевролитов и глинистых пород.

Комплекс сформировался в прибрежно-континентальных условиях, в пространстве, расположенном на уровне моря и выше него. В состав комплекса входят яковлевская свита позднеготерив-альбского и долганская свита сеноманского возраста. Яковлевская свита в Усть-Енисейской части бассейна сложена глинистыми породами, алевролитами, мелкозернистыми песчаниками и песками с многочисленными пластами бурого угля толщиной до 3 м. В породах присутствуют обломки древесины, галька и гравий кварца, кремния, известковистых песчаников. Возрастной диапазон ее здесь более узкий и соответствует аптскому веку. Долганская свита представлена пестроцветными песчано-глинистыми породами с линзовидной сло-

истостью, с обильными остатками флоры, обломками лигнитизированной древесины, прослоями бурого угля, гнездами глауконита, конкрециями сидерита и зернами янтаря. Комплекс содержит рассеянное органическое вещество сапропелево-гумусового и гумусового типов. Содержание  $C_{org}$  значительно (1,2-2%), оно катагенетически изменено на буроугольной и длиннопламенной стадиях. В верхних горизонтах комплекса под турон-сеноманской глинистой покрывной сосредоточены пески, песчаники и алевролиты, содержащие основные залежи газа антиклинально-массивного типа. В Усть-Енисейском районе, где опесчанена туронская часть глинистой покрывной и верхняя часть комплекса становится более молодой, кампан-сантонской, залежи газа встречаются в песчаных прослоях внутри кампан-сантонских глин. На газонасыщенность массивных резервуаров оказывают прямое влияние размеры и амплитуда поднятий II и III порядков и природа нижежащих толщ.

С северо-востока на юго-восток наблюдается увеличение песчаности разреза, снижение количества цемента, понижение плотности пород. В этом направлении качество коллекторов комплекса улучшается от IV до I класса. Проницаемость их на границе с прибрежно-континентальным алевроито-песчаным комплексом массивных и косослоистых пород превышает  $10000 \text{ фм}^2$ , пористость 20% (местами до 45%).

**Модель 14.** Прибрежно-морской и континентальный песчано-алеврито-глинистый угленосный комплекс горизонтально и линзовидно-слоистых фаций, сформированный в обстановке с высокой скоростью осадконакопления и переменной динамикой среды переноса и седиментации (см. рис. 19, А<sub>1</sub>) в раннемеловое, готерив-аптское время, распространен в северной части региона на площади более 500 тыс. км<sup>2</sup>, мощность – 800-1000 м. Комплекс представлен фациями приморской аллювиально-пролювиальной равнины, заливавшейся морем, и сложен песчано-алеврито-глинистыми угленосными породами горизонтально- и линзовидно-слоистыми. Он образовался в пространстве, соответствующем уровню моря. Переменная динамика среды и высокая скорость осадконакопления способствовали накоплению угленосных пород, ассоциирующихся с глинистыми и хорошо сортированными песками и песчаниками. Комплекс представлен танопчинской свитой и состоит из двух частей: нижней – готерив-барремской и верхней – аптской. Он содержит скопления жирных газов. Горизонтальная слоистость в свите создала благоприятные условия для формирования многопластовых месторож-



дений. Песчаные пласты имеют сложное строение, аркозовый состав, содержат линзовидные прослои глин и алевроитов.

Мощность песчаных горизонтов – 30-50 м, а разделяющих их глинистых флюидоупоров – 10-20 м. Литологический коэффициент в этой части разреза равен 0,4-1,3. Породы содержат многочисленные растительные остатки и прослои бурых углей толщиной до 2 м. Субрегиональной покрывкой в нижней части комплекса на полуостровах Ямал и Гыданский является алевроито-глинистая нейтинская пачка мощностью 20-50 м. Нижние (готерив-барремские) слои содержат продуктивные горизонты ТП<sub>15-21</sub>, которые являются аналогами горизонта “М” в Березовском и Шаимском районах. Они относятся к коллекторам III-IV классов со средними значениями открытой и эффективной пористости соответственно 22,2 и 17,1%; абсолютная проницаемость равна 20,0 фм<sup>2</sup>.

Верхние (аптские) горизонты комплекса с пластами ТП<sub>1</sub>-ТП<sub>14</sub> являются фациальными аналогами леушинской свиты барремского и викуловской аптского возраста в Шаимском районе, но содержат большее количество песчаных и углистых пород. Эта часть комплекса на структурах Ямальского и в районе Геофизической площади Гыданского полуостровов содержит коллекторы III-IV классов, причем преобладают коллекторы III класса. Коллекторы IV класса образуют зону, протягивающуюся вдоль границы распространения комплекса. Средние величины коллекторских характеристик: проницаемость по керну и по гидродинамическим данным соответственно 106 и 184 фм<sup>2</sup>, открытая и эффективная пористость – 20,9 и 14,3%, остаточная водонасыщенность – 31,5%.

Коллекторы Харасавейского и Бованенковского месторождений имеют зональное распространение, в котором намечается соответствие со структурным планом.

Песчано-алевритовые коллекторы имеют высокую продуктивность. На Ямале залежи газа сосредоточены также внутри перекрывающей комплекс алевроито-глинистой ханты-мансийской свиты.

Комплекс формировался в пространстве, соответствующем уровню моря, в зоне различной активности волн. В периоды и на участках накопления углей формирование осадков происходило в зоне сильного и весьма слабого воздействия волнового базиса.

Скорость осадконакопления комплекса равна 43,2 м/млн лет,  $K_{\phi} = 0,5-1$ ;  $K_z = 43,2-86,4$ .

Высокая продуктивность комплекса на Ямале обусловлена переменной энергетической характеристикой, создавшей предпосылки

для образования в нем коллекторов и флюидоупоров, толщина и неоднородность которых обеспечивала формирование скоплений углеводородов.

**Модель 15.** Прибрежно-морской песчано-алевритно-глинистый с 40-80% песчаников комплекс линзовидно-слоистых фаций, сформированный в обстановке с высокой скоростью осадконакопления и динамикой среды переноса и седиментации (см. рис. 17-18, АII) в берриас-барремское время, широко распространен в центральной и восточной частях региона. Он вытянут в северном направлении на 2,5-3 тыс.км при поперечнике 300-750 км. Мощность его 650-800 м.

Нижние горизонты этого комплекса представлены тарской свитой верхов нижнего валанжина, широко распространенной в центральной и юго-восточной частях бассейна. В Тазовском районе к комплексу относятся низы усть-тазовской серии поздневаланжин-барремского возраста, в Александровском – верхневартовской подсвиты, в Енисейском – горизонты суходудинской свиты верхнеготерив-барремского времени. Западная граница комплекса имеет северо-западное простирание и незначительно смещается к западу в более молодых отложениях, восточная отчетливо мигрирует к северо-западу. В результате комплекс в готерив-барремских отложениях локализуется в наклонной к западу зоне шириной в сотни километров.

В строении комплекса участвуют прибрежно-морские фации кос, баров, пляжей, которые сочетаются с лагунными, озерно-аллювиальными, представляющими образования дельт палеорек.

Характерной особенностью комплекса является преобладание в нем известковистых и каолинит-гидрослюдистых кварц-палеовошпатовых песчаников, количество которых снижается к северу и к центру региона, значительная толщина, невыдержанность горизонтов по простиранию и, следовательно, затруднительная их корреляция.

Песчаники и алевриты разноотсортированы с высоким содержанием цемента, слабоуплотненные, аркозовые, содержат 55-60% кварца, 30-45% полевых шпатов, 10% обломков пород, 5% слюд. Для комплекса характерны следы мелководья – косая и линзовидная слоистость, поверхности местных размывов, присутствие обугленного растительного детрита и мелких листочков слюды, иногда прослой ракушечника, состоящего из раздробленных раковин пелеципод, перемешанных с галькой аргиллитов. Литологическая неоднородность песчаников колеблется в интервале 0,5-1 и возрастает в северных и центральных районах. Коллекторские свойства приводятся в табл. 10.

Комплекс сформировался в обстановке с высокой энергетической активностью. Скорость осадконакопления составляла в Нижневартовском районе 55,5 м/млн лет, в Александровском – 59,2, в Тазовском в переходной зоне – 61,1 м/млн лет, в среднем по комплексу – 58,9 м/млн лет;  $K_{\phi} = 0,3-0,5$  (косая и линзовидная слоистость),  $K_z = 118-197$  (в среднем 160).

В южных и восточных районах Западной Сибири нижние горизонты комплекса сложены тарской свитой мощностью от 40-50 до 120-180 м. Она состоит из типичных для комплекса пород. Верхние горизонты представлены нижневартовской подсвитой аналогичного состава с характерной линзовидной слоистостью и нечетко выраженными пластами-коллекторами бассейна на левобережье р.Оби.

На востоке Нижневартовского района к этому же комплексу относится верхняя часть вартовской свиты (М.Л.Рудкевич, И.И.Нестеров) готеривского возраста с пластами БВ<sub>0</sub>-БВ<sub>5</sub> и позднеготерив-барремского с горизонтами АВ<sub>2</sub>-АВ<sub>3</sub>. Пласты в ней не выдержаны даже в пределах локальных структур. Между подсвитами вартовской свиты залегает пимская пачка толщиной до 30 м, которая служит региональной покрывкой. В этом районе коллекторы пластов БВ<sub>0</sub>-БВ<sub>5</sub> характеризуются линзовидной слоистостью. В них обнаружены небольшие и средние по размерам залежи на месторождениях Советском, Варь-Еганском (БВ<sub>4-5</sub>), Локосовском, Тагринском (БВ<sub>5</sub>), Вань-Еганском (БВ<sub>3</sub>, БВ<sub>5</sub>), Вать-Еганском (БВ<sub>0-1</sub>), Тюменском (БВ<sub>3</sub>). Нижние пласты имеют характеристики, переходные к комплексу мелководно-морских отложений, содержат коллекторы I-III классов, верхние представлены в основном прибрежно-морским комплексом фаций со сниженной динамикой переноса. В них преобладают коллекторы III-IV классов. Проницаемость нефтеносных пластов на Советском, Варьеганском, Ваньеганском, Локосовском, Тагринском месторождениях (горизонт БВ<sub>4-5</sub>) выше, чем на Вать-Еганском и Тюменском (БВ<sub>0-3</sub>), и составляет соответственно 500 и 80 фм<sup>2</sup>.

Высокопродуктивные пласты верхней части комплекса в основном барремского взраста (АВ<sub>2</sub>-АВ<sub>3</sub>), развиты не повсеместно, покрывки между ними невыдержаны.

Сильно разлинзован пласт АВ<sub>6-8</sub>, представленный песчано-алевритовыми породами. На Советском месторождении отдельные линзы относятся по проницаемости к I классу, в остальных участках коллекторские свойства пород ниже (см. табл. 10).

Таблица 10  
Коллекторские свойства прибрежно-морского песчано-алеврито глинистого с 40-80% песчаников комплекса линзовидно-слоистых фаций (модель 15)

Объект	Пористость, %		Абсолютная проницаемость, $\text{мд}^2$		$\frac{K_{\text{пр } \Gamma}}{K_{\text{пр } \kappa}}$	Остаточная водонасыщенность, %	Примечание
	открытая	эффективная	по керну ( $K_{\text{пр } \kappa}$ )	по гидродинамическим данным ( $K_{\text{пр } \Gamma}$ )			
Берриас-валанжинские отложения							
тарская свита	22,4	20,4	350			18	Аналогичные коллекторы в комплексе в среднем Приобье. Коллекторы III-IV классов
Вахское месторождение. БВ <sub>8</sub>	22,7	18,1	300			20	
абалакская, уватская свиты	22,2	16,3	190			23	
Барабинская опорная скважина	30,8		6300				
Верхневаланжинские отложения							
Тазовский район:							
Пласты БГ <sub>3</sub> -БГ <sub>10</sub> :	(21,8)*		(470)				
Тазовское, Русское, Южно-Русское месторождения	13,7		18-90				
Туруханская опорная скважина	18,0	10,8	85				
Готерив-барремские отложения	15,1		23				
Нижнесартровский район:							
Пласт БВ <sub>4-5</sub>			$\frac{500}{110-1350}$				
Пласт БВ <sub>0-3</sub>			80				
Каймысовская, Пудинская, Васюганская, Александровская, Сильгинская площади	23,2 (36,6)	18,8	50 (4000)	400	8		В сводах структур наблюдаются коллекторы I класса, на погружениях – II-III классов

Объект	Пористость, %		Абсолютная проницаемость, $\text{мД}$		$\frac{K_{пр,г}}{K_{пр,к}}$	Остаточная водонасыщенность, %	Примечание
	открытая	эффективная	по ядру ( $K_{пр,к}$ )	по гидродинамическим данным ( $K_{пр,г}$ )			
Ново-Васюганское месторождение:	15,0-26,8	11,0-23,1	2000			12-27	
пласт АВ <sub>6-8</sub>	23,5	18,8	480			20	
пласт АВ <sub>4-5</sub>	27,6 (32)	22,9	730 (4100)	800	1,1	17	
Пласты АВ <sub>6-8</sub> и АВ <sub>4-5</sub> – Покачевское и Самогторское месторождения			250				Снижение на 150-200 м приводит к уменьшению проницаемости на 2 порядка
Пласт АВ <sub>2-3</sub> (1656-1990 м):			7500	14000			В сводовой части – коллекторы I-III, на погружениях – IV-V классов
Месторождения:							
Самогторское	26,9	21,1	450	450	1,0	22,0	
Покачевское (АВ <sub>2</sub> , 1906 м)	20,6	15,9	150	200	1,3	23	
Северо-Покурское	22,1	18,1	400	980	2,4	18	
Поточно-Урьевское			70	180	2,6		
<b>Барремские отложения</b>							
Месторождения:							
Нововасюганское, Пудинское	24,8 (34,3)	20,6		650 (7600)		17	
Уренгойское АУ <sub>5-11</sub>	18,4-18,7		25-40				
Юбилейное				(22)			
Русское, Юрхаровское	20,1-20,2		110-250				
Черкашинская, Туринская, Тобольская опорные скважины близ границы комплекса	22,2	16,3	1900				

\* В скобках – максимальные значения.

Пласты АВ<sub>4-5</sub> развиты на относительно поднятых площадях свода, образующих зону северо-западного направления от Советского до Покачевского месторождения. Нефтяные залежи пластового и сводового типов имеют единый водонефтяной контакт. На Самотлорском месторождении слои комплекса имеют переходный характер. Коллекторы этого горизонта являются одними из лучших в мезозойских отложениях Западной Сибири. Изменение качества коллекторов увязывается со структурным планом. На своде преобладают коллекторы I класса, на погружении они сменяются кольцевыми зонами коллекторов II и III классов проницаемости. Связь качества коллекторов доказана конседиментационным ростом структуры. На Покачевском месторождении преобладают коллекторы II-IV классов, в том числе коллекторы III класса развиты в районе южного крыла современной антиклинали, где, вероятно, располагался палеосвод. Здесь пласты имеют состав, аналогичный коллекторам Самотлорского месторождения, но они расположены на 170-200 м ниже и более уплотнены, что привело к снижению их проницаемости на два порядка. На остальных площадях района коллекторы относятся ко II-IV классам.

Горизонт АВ<sub>2-3</sub> залегает на глубинах 1656-1990 м (от кровли самого поднятого до подошвы наиболее погруженного пласта). Он содержит 50-80% песчаников. В целом в этом горизонте качество коллекторов определяется глубиной залегания, структурным положением и размерами тектонических поднятий, песчанистостью (литологической неоднородностью) и связанной с ней разлинзованностью пласта. Чем больше площадь структуры и выше гипсометрическое положение пласта, тем коллекторы имеют лучшие характеристики. Кроме того, чем больше в разрезе песчаников, тем выше коллекторские свойства горизонта.

Продуктивными возрастными аналогами пластов АВ<sub>2</sub>-АВ<sub>8</sub> Нижневартовского района в Сургутском являются горизонты АС<sub>4</sub>-АС<sub>12</sub>, Уренгойском – АУ<sub>5</sub>-АУ<sub>11</sub>, Березовском районе – горизонт “М”. В Уренгойском районе в состав комплекса входит верхняя часть усть-тазовской серии с горизонтами АУ<sub>5</sub>-АУ<sub>11</sub>.

На Юбилейном и Русском месторождениях пласты АУ<sub>5</sub>-АУ<sub>11</sub> и верхняя часть комплексов, судя по литофациальным особенностям, являются переходными к прибрежно-континентальным комплексам, развитым в северной части региона, и относятся к III-IV классам по проницаемости. На Юбилейном месторождении пласт содержит, судя по гидродинамическим данным, коллекторы III класса.

В Чулымо-Енисейской впадине комплекс представлен фациями преимущественно опресненных лагун и водоемов с содержанием песчаников до 60% (Л.П.Колчина) и имеет валанжинский возраст.

Таким образом, комплекс характеризуется высокой энергетической активностью, максимальной открытой пористостью 36,6%, абсолютной проницаемостью: по керну 7500 фм<sup>2</sup>, по гидродинамическим данным 14000 фм<sup>2</sup>. Эффективная пористость коллекторов в пластах, залегающих глубже 2 км, ниже открытой в среднем на 5%. Пласты-коллекторы в комплексе в основном мелко-среднезернистые, имеют сходный кварц-полевошпатовый состав. Толщина и коллекторские свойства их возрастают в сводовых частях структур, где преобладают коллекторы I-III классов. На погружениях они характеризуются IV-V классами по проницаемости. Свойства коллекторов в комплексе меняются с глубиной. Изменение глубины на 150-200 м приводят к снижению проницаемости пород на два порядка.

**Модель 16.** Мелководно- и прибрежно-морской песчано-глинистый комплекс горизонтально- и косослоистых фаций, сформированный в обстановке с высокой скоростью осадконакопления и переменной динамикой среды переноса и седиментации (см. рис. 17-19, А) в берриас-барремское время, широко распространен в центральной части региона. Он вытянут в субмеридиональном направлении, максимальная площадь его развития достигает 2,5 млн км<sup>2</sup>, толщина более 700 м. Комплекс включает верхние горизонты куломзинской и мегионской свит в центральной части региона, вартовскую свиту в полном объеме в западной части Среднего Приобья и в Надым-Пурском междуречье, нижнехетскую – в Усть-Енисейском районе, леушинскую (за исключением верхних горизонтов) – в Приуралье. Возраст комплекса в Уренгойском районе берриас-раннеготеривский, в Сургутском – берриас-готеривский, частично - барремский, в северо-западном Приуралье - готерив-барремский.

Характерной особенностью комплекса является наличие горизонтального, зачастую ритмичного переслаивания песчаных и глинистых горизонтов наряду с подчиненной линзовидной и косою слоистостью в песчаных горизонтах, которая фиксируется распределением углистого и глинистого материала.

В комплексе широко развиты отложения шельфовых течений или подводных конусов выноса, осажженные на слабонаклоненных поверхностях шельфовых террас. Пески этого комплекса фаций пересекали шельф, откладывая песчаный материал в виде вееров на его склонах.

Комплекс содержит коллекторские горизонты БС<sub>1</sub>-БС<sub>12</sub>, БВ<sub>6</sub>-БВ<sub>15</sub>, БТ<sub>18</sub>, БП<sub>7</sub>-БП<sub>11</sub>, БУ<sub>1</sub>-БУ<sub>11</sub>, СД<sub>5</sub>-СД<sub>11</sub>, НП<sub>1</sub>-НП<sub>12</sub>, БН<sub>6</sub>-БН<sub>16</sub>, АТ<sub>11</sub>-АТ<sub>15</sub>, АС<sub>4</sub>-АС<sub>12</sub>, АВ<sub>1</sub> и др.

Нижняя часть комплекса достигает максимальной толщины в Нижневартовском районе, где он имеет несколько более древний возраст и включает все горизонты группы В, соответствующие в Сургутском районе пластам БС<sub>10</sub>-БС<sub>13</sub>.

Верхняя часть комплекса наиболее полно представлена в западной части Сургутского района. Ей соответствуют залегающие выше чеускинской пачки пласты БС<sub>1</sub>-БС<sub>9</sub>, а также расположенные над пимской пачкой горизонты группы А.

Комплекс формировался в пространстве, находящемся на уровне моря, между ним и волновым базисом и в зоне отсутствия его воздействия волн.

Скорость осадконакопления была высокой (в среднем  $\gg 50$  м/млн лет), но ниже чем в прибрежно-морском комплексе. В Усть-Балыкском районе она достигала 57 м/млн лет, в Сургутском – 44,3, в Уренгойском – от 40,7 до 68,5 м/млн лет.  $K_{\phi}$  изменяется в широких пределах – от 0,5 до 10,  $K_z$  – от 5 до 100, что отражает неустойчивую энергетическую обстановку формирования залежей, которая привела к образованию в комплексе переслаивающихся коллекторов и флюидоупоров.

Песчаники в комплексе серые и зеленовато-серые, в основном кварц-полевошпатовые, содержат прослои алевролитов, неясно слоистых и массивных плитчатых. На склонах шельфовых террас у подножия они по латерали замещаются ачимовской толщей.

В Сургутском районе продуктивными являются горизонты АС<sub>4</sub>-АС<sub>12</sub>, в Нижневартовском – АВ<sub>1</sub>, в Уренгойском – БУ<sub>8</sub>-БУ<sub>11</sub>, в Приуралье – горизонт “Н”.

В Сургутском районе коллекторские свойства валанжинской части толщи с пластами БС<sub>10</sub>-БС<sub>12</sub> понижаются от структур, находящихся в осевой зоне свода (Мамонтовской, Тепловской, Западно-Сургутской, Сургутской и Суторминской), к структурам на погружении его крыльев (Ноябрьской, Нижне-Сортымской, Пимской и Верхне-Салымской). В сводовых частях структур преобладают коллекторы IV класса проницаемости, на погружениях – V класса (табл. 11).

Готерив-барремские отложения содержат коллекторы I-V классов проницаемости. Свойства пластов улучшаются вверх по разрезу комплекса. Они залегают глубже отметки 1850 м, представлены вар-



товской свитой толщиной 350 м, причем нижневартовская подсвита имеет здесь в основном готеривский возраст, верхневартовская – барремский.

Пласты-коллекторы нижневартовской подсвиты БС<sub>1</sub>-БС<sub>6</sub> сложены песчаниками, алевролитами близкого состава и аргиллитами.

В комплексе наблюдаются горизонты разрыхленных, разуплотненных пород с растворенным цементом и с проницаемостью по гидродинамическим данным, превышающей результаты по керну более чем в три раза. Отмечается пониженный выход керна в таких породах. Горизонты имеют толщину 6-9 м, протяженность их контролируется структурным планом и глубиной залегания пород (пласт БС<sub>1</sub>).

Коллекторские свойства распределены зонально в соответствии со структурным планом, 90% их соответствуют III классу проницаемости, 10% – IV классу.

Верхние горизонты комплекса, представленные верхневартовской подсвитой, имеют барремский возраст. В комплексе преобладают в основном фации дельт, баров, пляжей. Продуктивные горизонты отнесены к группе А.

Коллекторы представлены песчаниками и алевролитами, хуже отсортированными по сравнению с нижними горизонтами, имеют граувакковый состав, слабую и среднюю окатанность зерен, переменное содержание глинистого и известково-глинистого цемента, параллельную, реже косую, линзовидную и волнистую слоистость, множество зеркал скольжения и зон дробления пород, что свидетельствует об активной не только гидродинамической, но и тектонической обстановке среды седиментации.

Коллекторы в отдельных горизонтах имеют сходный состав, но свойства их снижаются от I до IV классов с глубиной, вниз и вверх по разрезу, а также по направлению к пимской пачке, т. е. к границам этого комплекса фаций.

Кроме того, коллекторские характеристики средней части комплекса контролируются структурным планом региона. Лучшие коллекторы отмечены в структурах более высокого гипсометрического положения: I-II классов – в сводовых частях структур, III-IV – на погружениях.

В Нижневартовском районе нижняя и верхняя части комплекса песчано-глинистых мелководно- и прибрежно-морских фаций с переменной динамикой переноса и седиментации имеют соответственно берриас-валанжинский и баррем-раннеаптский возраст. Здесь также отмечаются особенности строения комплекса, присущие раз-

Коллекторские свойства мелководно- и прибрежно-морского песчано-глинистого комплекса (модель 16)

Объект	Пористость, %		Абсолютная проницаемость, $\text{мД}$		$\frac{K_{\text{пл.г}}}{K_{\text{пр.к}}}$	Остаточная водонасыщенность, %	Примечание
	открытая	эффективная	по ядру ( $K_{\text{пр.к}}$ )	по гидродинамическим данным ( $K_{\text{пл.г}}$ )			
<b>Нижневартовский район:</b>							
Варь-Еганское месторождение	21,5		170 (1713)*				Проницаемость по гидродинамическим данным выше. Коллекторы в осевых частях структур более качественные, чем в перифериях
Покачевское, Поточное, Локозовское месторождения			135				
Пласт БВ <sub>1-14</sub> – Южно-Покачевское, Тюменское, Татаринское, Ермаковское месторождения	22,3		80	1600	20		
Пласт БВ <sub>10</sub> – те же месторождения (2140-2840 м)	20	13,8	120 (2100)	120 (1600)	1,0 (0,7)	31,0	В осевой части структуры коллекторы III, на погружениях – IV-V классов
Пласт БВ <sub>9</sub> – Аганское, Варь-Еганское, Повховское, Мало-Черногорское месторождения	22,2	15,7	150	140	0,9	29,3	
Пласт БВ <sub>8</sub> :							
Советское месторождение (2011 м)	(34,5)			1350 (9904)			
Повховское, Большое Котухинское месторождения	21,5	16,1	290	790	2,7	25,3	
Пласт БВ <sub>6</sub> :				170			По гидродинамическим данным проницаемость везде выше, она снижается к северу с погружением пласта БВ <sub>6</sub>
Варьганское месторождение				230 (1713)			
Южно-Покачевское месторождение				135			
<b>Уренгойский район:</b>							
Пласт БУ <sub>16</sub> (3060-3418 м)	13,0	6,6	3			49,0	Коллекторы IV-V классов. Толщина пластов на погружениях возрастает, а качество коллекторов понижается
Пласт БУ <sub>15</sub> (3040-34-20 м)	13,7	7,9	20			42,0	
Пласт БУ <sub>14</sub> (2963-3365 м)	13,6	8,4	18	20	1,1	37,8	
Пласт БУ <sub>13</sub> (2950–3400 м)	13,2	8,5	15	23	1,5	35,3	

Объект	Пористость, %		Абсолютная проницаемость, $\text{fm}^2$		$K_{пр\Gamma}$ $K_{пр\kappa}$	Остаточная водонасыщенность, %	Примечание
	открытая	эффективная	по ядру ( $K_{пр\kappa}$ )	по гидродинамическим данным ( $K_{пр\Gamma}$ )			
Пласт БУ <sub>12</sub> (2880-3335 м)	13,5	8,5	20	30	1,5	37,0	
Пласт БУ <sub>11</sub> (2802-3342 м)	13,7	8,3	15	45	3,0	39,6	
Уренгойское месторождение:	14,2	9,4	26	45	1,7	34,0	
Пласт БУ <sub>10</sub> (2742-3282 м)	14,2	8,8	20	50	2,5	38,0	
Пласт БУ <sub>9</sub> (2690-3108 м)	14,3	9,0	30	60	2,0	36,9	
Пласт БУ <sub>8</sub> (2620-3038 м)	13,8	7,7	7	58	8,3	44,0	
Пласт БУ <sub>7</sub> (2566-2984 м)	13,1	7,1	8	27	3,4	46,0	
<b>Сургутский и Усть-Балыкский районы:</b>	19	13	40			31,6	В свде коллекторы IV класса, на погружении – V класса
<b>Валанжинские отложения:</b>							
Пласт БС <sub>12</sub>	18,5	12,7	55			31,0	
Пласт БС <sub>11</sub> – Холмогорское, Карамовское, Суторинское, Муравленское, Южно-Сургутское месторождения	17,0-23,5	11,2-18,3	5-55			22,0-34,0	
Пласт БС <sub>10</sub>	21-23	15,5-17,0	105	220	2,1		
<b>Готерив-барренские отложения:</b>							
Пласт БС <sub>1,6</sub> – Усть-Балыкское месторождение (2128-2668 м)	19,8	14,4	100	165	1,6	27,8	Свойства меняются в соответствии со структурным планом
Пласт БС <sub>5</sub> – Усть-Балыкское, Правдинское месторождения	22,4	16,8	170				
Пласт БС <sub>4</sub> (2081-2157 м)	24	19,7	600	2400	4,0	18,0	Проницаемость возрастает в сводовых частях структур до 3500 $\text{fm}^2$
Пласт БС <sub>3,3</sub> – Усть-Балыкское, Быстринское, Западно-Сургутское (2000-2200 м) месторождения	23,5-27,1	18,6-21,4	300-350		2,4-3,9		Большое число трещин в коллекторе
Пласт БС <sub>1</sub> (2013-2178 м):	(33,4)		(3500)				

Объект	Пористость, %		Абсолютная проницаемость, $\text{fm}^2$		$\frac{K_{пр.г.}}{K_{пр.к.}}$	Остаточная водонасыщенность, %	Примечание
	открытая	эффективная	по керну ( $K_{пр.к.}$ )	по гидродинамическим данным ( $K_{пр.г.}$ )			
Усть-Балыкское месторождение	23,4 23,4-26,5**	18,7 18,7-22,0	370 290-680	315 (1100)	2,0	20,0 (23,5)	
Западно-Сургутское и Быстринское месторождения	26,5	22	680	1100	1,6		
<b>Баремские отложения:</b>							
Пласт АС <sub>11-12</sub>	23,0	17	120	160	1,3	26,0	Преобладают коллекторы III класса на Салымском, Усть-Балыкском, Мало-Сартымском месторождениях
Пласт АС <sub>9,10</sub> (1934-2293 м) – Лянторское, Вачинское, Быстринское, Салымское, Юнлорское месторождения	24,4	19,4	260	600	2,3	23,0	
Пласт АС <sub>7</sub> – Федоровское, Минчимкинское Вачинское, Юнлорское месторождения	23,0	15,9	100				
Пласт АС <sub>6</sub>	23,2	17,2	180			31,0	
Пласты АС <sub>5</sub> , АС <sub>5-6</sub> (1850-2500 м)	23,1	18,2				26,0	На подпитках есть коллекторы I класса, на погруженных участках – до V
Усть-Балыкское, Быстринское месторождения	21,0-27,3	16,6	130-350			28,0	
Пласт АС <sub>4</sub> (1845-2182 м)	24 (34,9)	18,2 (19,7)	200 (1900)			24,0	
Федоровское месторождение:	24,6	19,7	250	700	2,8	23,0	
Пласт АВ <sub>1</sub> – Самогторское, Советское месторождения	28,8	17,1	180	100	0,6	25,0	
Пласт АВ <sub>11</sub> :							Коллекторы на своде имеют лучшие свойства
Самогторское месторождение	23,6	17,2	180	200	1,1	27,0	
верхняя пачка	22,2	15,1	60			32,0	
нижняя пачка	25,6	19,7	310			23,0	
Советское месторождение	23	18,2	210	145	0,7	21,0	

\* Средние и максимальные (в скобках) значения.

\*\* В знаменателе – пределы изменения.

резу Сургутского района. Коллекторы представлены кварц-полевошпатовыми и реже граувакковыми песчаниками, причем вверх и вниз по разрезу в целом и в отдельных горизонтах увеличивается глинистость, возрастает роль граувакковых пород, однако коллекторские свойства в верхних частях пластов имеют наиболее высокие характеристики, особенно по гидродинамическим данным. В низах разреза преобладают коллекторы IV-V классов, в верхних горизонтах - II-III. Проницаемость их по керну в нижних горизонтах выше, чем по гидродинамическим данным, в средних она идентична, а верхних всюду несколько ниже.

Коллекторы средних горизонтов, несмотря на клиноформное и фондоформное строение, имеют четкую зональность, соответствующую современному структурному плану. Лучшие характеристики имеют коллекторы в сводах структур (II класса), более низкие – в периклинальных их частях (III-IV классов). В связи с монотонным составом большей части песчаников в комплексе следует отметить снижение их коллекторских свойств с глубиной под влиянием уплотнения. В то же время (пласты БВ<sub>8</sub>, БВ<sub>11-14</sub>) в комплексе наблюдаются зоны разуплотнения, разрыхления пород, аналогичные выявленным в пласте БС<sub>1</sub>, представленные коллекторами II класса, связанные с растворением кальцита и другими преобразованиями.

Нижние горизонты комплекса содержат берриас-валанжинские пласты БВ<sub>10</sub>-БВ<sub>6</sub>. Они нефтеносны в северной и северо-западной частях.

На хорошо изученных Варь-Еганском, Покачевском, Поточном и Локосовском месторождениях проницаемость по результатам гидродинамических исследований имеет более высокие величины. По керну по средней проницаемости коллекторы относятся к IV классу, по результатам гидродинамических исследований – к III классу.

Барремские и частично (в восточных районах) позднебаррем-нижнеаптские верхние горизонты прибрежно-морского песчано-алевритоглинистого комплекса фаций в Нижневартовском районе представлены алевролитами с прослоями песчаников и глинистых пород. Они перекрыты глинистыми пластами кошайской пачки нижнего апта, которая к востоку постепенно сокращается в толщине и выклинивается, замещаясь слоями алевролитов и песчаников. Продуктивным в комплексе является основной нефтеносный пласт АВ<sub>1</sub>. Он имеет сложное строение, отражающее переходный характер к комплексу с более низкой энергетической активностью, и

представлен песчаниками кварц-полевошпатовыми мелко- и среднезернистыми, отсортированными, слабоалевритистыми и глинистыми. К запад-юго-западу верхние слои комплекса расслаиваются, причем нижний из 2-3 пропластков остается песчанистым, а верхние становятся более глинистыми и приобретают полосчатое строение. Такие коллекторы называются “рябчик”, имеют градационную слоистость, являются осадками турбидитовых потоков и скорее всего отвечают удаленной зоне дельтового комплекса, формировавшегося в этот период восточнее. Тонкое переслаивание пород подчеркивается избирательной нефтенасыщенностью микролинз коллекторов. Нижняя часть пласта АВ<sub>1</sub> представляет поровый коллектор, верхняя (“рябчик”) включает две пористых среды. Одной из них является поровая матрица, состоящая из микролинз песчано-алевритовых пород, другая - многочисленные трещины во вмещающих линзах. Переток нефти в линзах происходит по сети широко развитых горизонтальных и вертикальных микротрещин в глинистых породах. Кроме микротрещин в породах присутствуют многочисленные крупные неравномерно развитые трещины, которые влияют на производительность скважин. При тщательном и длительном освоении скважин на Самотлорском и Советском месторождениях даже из кажущихся сухими интервалов АВ<sub>1</sub> получали устойчивые промышленные притоки нефти в несколько десятков кубометров в секунду.

Нефтеносные пласты-коллекторы относятся к I-V классам и в сводовой части структуры имеют лучшие свойства по отношению к остальным (см. табл. 11), хотя количество песчаников в них снижается.

В целом в купольной части Нижневартовского свода в районе между Локосовским, Покачевским и Самотлорским месторождениями толщина пласта увеличивается от 5-6 до 20 м, глубина снижается на 180 м, а средние значения проницаемости возрастают в семь раз.

Крупные высокоамплитудные структуры имеют большие площади зон коллекторов высокого качества, мелкие малоамплитудные – меньшие. Как правило, на них преобладают коллекторские толщи более низких классов проницаемости, характерных для нижней пачки пластов АВ<sub>1</sub>.

Коллекторы верхних горизонтов комплекса принадлежат ко II-V классам, в том числе пласт АВ<sub>1</sub> относится к IV-V классам, АВ<sub>1</sub><sup>2</sup> – ко II-IV классам. Проницаемость пород возрастает при увеличении площади сечения микролинз алеврито-песчаных пород и их трещиноватости. Судя по отсутствию связи коллекторских и литологичес-

ких характеристик, достаточно высоким свойствам пластов АВ<sub>1</sub>, они также относятся к зонам разуплотнения, связанным с повышенной трещиноватостью пород. Толщина зон, как и пласта, достигает 20 м, площадь ограничивается величинами структур.

В Уренгойском районе и к юго-востоку комплекс мелководно-морских фаций с высокой динамикой переноса и осадконакопления представлен пластами БУ<sub>16</sub>-БУ<sub>7</sub>, БП<sub>17</sub>-БП<sub>7</sub>, причем пласты БУ<sub>12</sub>-БУ<sub>16</sub> являются переходными по литологическим характеристикам к ачимовской толще. Несмотря на то, что породы горизонтов БУ<sub>16</sub>-БУ<sub>7</sub> сходны между собой и близки по составу развитым в Нижневартовском и Сургутском районах, они имеют в нижних горизонтах более низкие коллекторские свойства, причем проницаемость их по гидродинамическим данным всюду выше, чем по керну. Коллекторские свойства пород контролируются структурным планом, что обусловлено уплотнением пород при погружении. С глубиной возрастает литологическая неоднородность пластов.

В северо-западном Приуралье к аналогичному комплексу относится пачка "Н" низов леушинской свиты барремского возраста, сложенная алевrolитами с прослоями кварцевых и мелкозернистых кварц-полевошпатовых песчаников с известковистым цементом. Они содержат газовые залежи. Породы имеют ограниченное распространение на сводах небольших локальных структур. Коллекторы относятся к V, IV классам. К западу от Шаимского месторождения на Эвринской, Еременской площадях ограниченно распространены мелко- и среднезернистые разуплотненные песчаники, отнесенные к коллекторам III класса (Р.И.Медведский, А.А.Шишигин).

Таким образом, мелководно- и прибрежно-морской комплекс фаций отражает неустойчивую энергетическую обстановку формирования залежей, которая привела к образованию в комплексе коллекторов с различными свойствами в сходных по составу породах.

Толщины комплекса резко возрастают в Уренгойском, Сургутском районах, где он имеет максимальный возрастной диапазон. Лучшие коллекторы наблюдаются в Сургутском, Вартовском районах, где они вблизи контактов с морскими комплексами в основном и продуктивны. Среди коллекторов в комплексе преобладают кварц-полевошпатовые песчаники. В верхних горизонтах и на границе с глубоководными фациями возрастает количество граувакковых и глинистых пород.

Большую роль в изменении свойств коллекторов играет скорость осадконакопления, ее увеличение сопровождается возрастанием пористости и проницаемости пород.

Изменение свойств коллекторов происходит с глубиной, а также подчиняется их структурному положению. Свойства коллекторов зависят, кроме того, от толщины осадков, от положения их по отношению к границам этого комплекса фаций.

Характерной особенностью коллекторских толщ комплекса является присутствие в них зон разуплотнения, которые связаны с растворением в породах кальцита, с другими минеральными преобразованиями, их общим разрыхлением и возрастанием в них трещиноватости и связанных с ней изменений фильтрационных характеристик.

Проницаемость подавляющего числа горизонтов по гидродинамическим данным выше, чем по керну.

**Модель 17.** Прибрежно- и мелководно-морской песчано-алевритоглинистый угленосный комплекс горизонтально-слоистых фаций, сформированный в обстановке с высокой скоростью осадконакопления и переменной динамикой среды переноса и седиментации (см. рис. 14, А1) в ранне-среднеюрское, раннеплинсбах-батское и раннекелловейское время, распространен в северной части региона на площади более 2 млн км<sup>2</sup>. Общая толщина отложений свыше 1400 м. Комплекс характеризуется сложным сочетанием ритмично переслаивающихся прибрежно- и мелководно-морских фаций (большехетская серия). Прибрежно-морские осадки представлены группой фаций устьевых баров, пляжей, приморских болот и лугов параличского бассейна, которые выделены в виде свит: зимней раннеплинсбахского возраста, джангодской – тоарского, вымской – позднеааленского и малышевской – батского возраста. Они сложены кварц-полевошпатовыми, реже граувакковыми и литокластическими, иногда косослоистыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами, обогащенными углистым детритом и содержащими пропластки угля толщиной до 1 м. Отличается данный комплекс от подобного комплекса с высокой активностью среды – угленосностью. Мелководно-морские отложения состоят из алевритоглинистых фаций. К ним относятся левинская, лайдинская и леонтьевская свиты. Аргиллиты в них содержат остатки аммонитов, пелелипод, фораминифер, остракод.

Скорость осадконакопления сохранившихся осадков превышает 35 м/млн лет,  $K_f$  среды с учетом преобладающей горизонтальной слоистости составляет 0,1-10,  $K_z$  – 3-350 (в среднем 35). Комплекс



формировался в пространстве, расположенном на уровне моря, в зоне переменного действия волн, т.е. выше уровня волнового базиса и на участках, защищенных от воздействия волн. Средние значения коллекторских свойств в комплексе близки. Коллекторы уплотнены, в результате чего зачастую они имеют пониженную проницаемость и пористость и относятся к IV и V классам. Проницаемость их достигает  $233 \text{ фм}^2$ , пористость – 24,8%. Средние значения проницаемости и пористости пластов севера Западной Сибири составляют соответственно  $20 \text{ фм}^2$  и 14%.

Типичными для комплекса являются коллекторы Ямальского района. На Новопортовском месторождении дебит нефти составляет более  $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ , а газа достигает 190 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$  (пласт Ю<sub>2</sub>, скв. 53). В Тазовском районе породы аналогичного генезиса объединены в тюменскую свиту толщиной 1000 м. На Тазовском месторождении свита вскрыта в скважинах 29 и 33. В первой из них из интервала 3701-3710 мм получен газ дебитом более 16 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$  с легкой нефтью (скв. 53). Для коллекторов нефти и газа средние значения абсолютной проницаемости составляют  $10 \text{ фм}^2$ , открытой и эффективной пористости – 14,3 и 9,2%, количества связанной воды – 35%. Качество коллекторов контролируется структурным планом. В присводовых участках развиты коллекторы IV классов, на остальных – V класса (Н.И.Дедюк, В.В.Девяткина).

**Модель 18.** Мелководно- и прибрежно-морской и континентальный песчано-алевритовый угленосный комплекс горизонтально-тонкослоистых фаций, сформированный в обстановке с высокой скоростью осадконакопления и переменной динамикой среды переноса и седиментации (см. рис. 20, А<sub>I</sub>) в апт-сеноманское время, распространен в западной половине региона; мощность – 600 м. От двух предыдущих (модели 16, 17) он отличается в основном повышенной угленосностью разреза, обусловленной более низкой и контрастной динамикой среды переноса и седиментации.

Комплекс сформировался в условиях мелководного эпиконтинентального морского бассейна и в отшнурованных от моря опресненных лагунах в пространстве, расположенном на уровне моря в зоне переменного, но слабого воздействия волнового базиса и ниже уровня его влияния. Скорость осадконакопления в Шаимском районе – 37 м/млн лет, на Ямале – выше 50-55,5 м/млн лет; с учетом тонкой горизонтальной слоистости  $K_\phi$  в среднем равен 1-10,  $K_z$  – 5-50 (в среднем 25).

В строении комплекса принимают участие свиты: викуловская аптского возраста, ханты-мансийская – альбского и уватская – сеноманского.

Викуловская свита сложена часто переслаивающимися алевритами и алевритовыми глинами с участками ленточной тонкой горизонтальной слоистости. В ее верхней части увеличивается до 3-5 м толщина прослоев песчаников и уплотненных песков. Песчаники горизонтально- и косослоистые, мелкозернистые с глинистым и известково-глинистым цементом с обильным растительным дебритом на поверхностях наслоения. В них присутствуют прослои углистых глин толщиной до 0,5 м и желваки сидерита.

Вышележащая альб-сеноманская часть комплекса имеет трехчленное строение. Нижняя часть ее представлена глинами, углями, реже алевритами, известняками, сидеритами нижнехантымансийской подсвиты нижеальбского времени толщиной 60-180 м. Средняя и верхняя части принадлежат мелководно- и прибрежно-морской песчано-алеврито-глинистой горизонтально-ритмично-слоистой толще верхнехантымансийской подсвиты позднеальбского возраста общей толщиной 100-120 м, а песчаных прослоев – 3-5 м.

Верхняя часть комплекса сходна с нижней частью разреза – викуловской свитой и сложена тонкогоризонтальнопереслаивающимися глауконитовыми песками, алевритами, глинами уватской свиты сеномана толщиной 300 м с включениями янтаря.

Нижние аптские горизонты комплекса в западной части региона, в Шаимском, Красноленинском районах, также являются фациями опресненных лагун. Разрез их содержит 50-70% песчаников. Коллекторы относятся к III-IV классам проницаемости и характеризуются средними значениями проницаемости –  $105 \text{ фм}^2$ , открытой пористости – 24,9%, остаточной водонасыщенности – 25%.

В зонах, прилегающих к окраинам бассейна, сложенных песчаниками и алевролитами, свойства коллекторов лучше (I, II класс), они ухудшаются в сторону Ханты-Мансийской впадины, где в разрезе наблюдаются преимущественно алевролиты. В Березовской опорной скважине преобладают коллекторы III класса, на Мало-Атлымской площади, в Шаимском и Красноленинском районах – IV класса (Р.И.Медведский). Средние и верхние апт-сеноманские горизонты комплекса содержат песчано-алевритовые коллекторы, которые относятся к I-III классам, причем их качество, как и в нижних горизонтах, понижается в сторону Ханты-Мансийской впадины в соответствии с изменениями литологического состава пород.

На полуостровах Ямал и Гыданский доля песков в разрезе верхних горизонтов сильно увеличивается и они обладают высокой проницаемостью, близкой к проницаемости покурской свиты. Здесь большую роль в формировании верхней части комплекса играют дельтовые и аллювиальные фации. Слои песков и алевроитов кварц-полевошпатовых, горизонтально- и косослоистых содержат прослои известняков, сидеритов, стяжения пирита, зерна глауконита. В цементе преобладают каолининовые глины. Толщина и песчанистость возрастают и достигают соответственно 400-600 м и 90% на Тамбейской площади. Песчаные коллекторы содержат 50-70% кварца, 20-50% полевых шпатов, 10% обломков пород, 5-7% слюд, относятся по керну к коллекторам III класса. Проницаемость составляет в среднем  $820 \text{ фм}^2$  (максимальная по гидродинамическим данным  $5200 \text{ фм}^2$ ), открытая пористость – 30,7% (37%), остаточная водонасыщенность – 26,7%, эффективная пористость – 22,5%. Расположение коллекторов пласта ПК на Харасавейском месторождении контролируется современным структурным планом. На своде преобладают коллекторы I класса, на крыльях и периферии структур – III класса.

\* \* \*

Таким образом переменноскоростные комплексы обладают наиболее контрастной энергетической активностью ( $K_z$  от 0,1 до 500). В их формировании значительную роль играли внешние источники энергии, связанные с рельефом фундамента и температурой недр Земли. Высокоскоростным комплексам свойственен более стабильный и пониженный энергетический потенциал ( $K_z$  не превышающий 270). Среди низкоскоростных выделяются комплексы с широким развитием косослоистых песчаников и относительно повышенной активностью ( $K_z$  достигает 100) и существенно глинистые с низким энергетическим потенциалом ( $K_z$  на два порядка ниже). Изменение величин энергетического коэффициента оказывает решающее влияние на состав, строение и свойства коллекторских комплексов, определяя их формирование в седиментогенезе и преобразования при погружении в недра Земли.

----- \* -----

В изложенных в первой части монографии представлениях и в их фактическом обосновании основное внимание уделено эволюционно-динамическим критериям, определяющим свойства коллекторов.

Важное значение имеют представления о коллекторах как о литофлюидодинамических системах, строение и формирование которых находится в причинно-следственной связи со скоростью осадко-

накопления и погружения, с динамикой среды переноса и седиментации осадков, с изменением пластовых температур и давлений.

Введено понятие “седиментационно-динамические модели коллекторов”, основанное на соотношении скорости осадконакопления, динамики переноса и седиментации осадков с учетом уровня моря и волнового базиса. Создана классификация теоретических седиментационно-динамических моделей для терригенных отложений и произведена типизация реальных моделей для юрско-меловых комплексов ЗСНГБ. Установлена эволюция динамических обстановок аккумуляции осадков и их влияние на образование коллекторов. В связи с изложенным наибольшее влияние на изменение свойств коллекторов оказывает скорость процесса, а значит толщина осадочных комплексов и динамика формирования текстур, определяющая их строение и морфологию.

Подтвержден автоколебательный характер формирования коллекторов. Показано, что их образование является следствием неравномерно протекающих динамических процессов при седиментации, деструкции, миграции флюидов, возрождении вод, нефтегазогенерации, преобразованиях минеральных ассоциаций в катагенезе и при термодинамических явлениях. Он способствовал происхождению вещественно-структурной неоднородности, гетерогенности и неравновесности коллекторской системы и привел к образованию седиментационно-динамических комплексов и глубинных зон, осложненных участками разуплотнения, недоуплотнения и ступенями уплотнения.

Каждая из глубинных зон представляет самостоятельную систему, определенным образом реагирующую на воздействие при бурении и перфорации. Залегающие в разных зонах пласты-коллекторы сходного состава, в том числе принадлежащие к одному комплексу, подвергаются влиянию неодинаковых факторов, а значит, требуют своей специфики при вскрытии.

Не все рассмотренные данные о коллекторах Западной Сибири могут быть использованы сегодня при обосновании приемов вскрытия и опробования коллекторов, но надо отметить важность выводов о решающем влиянии динамических процессов и факторов на изменение их свойств.

## Часть II. ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ИЗМЕНЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ

Техногенные изменения фильтрационных свойств пород являются результатом следующих процессов при заканчивании скважин:

переход породы в окрестности скважины в новое напряженно-деформированное состояние;

проникновение в пласт твердой и жидкой фаз бурового и тампонажного растворов;

формирование сети перфорационных каналов с помощью прострелочно-взрывной аппаратуры;

иницирование в пласте сложных физических и физико-химических процессов самой фильтрацией флюидов как при заканчивании скважины, так и при вызове притока.

### Глава 7. УПЛОТНЕНИЕ И ДИЛАТАНСИЯ ПОРОДЫ

---

*Приведены теоретические соображения и результаты стендовых и скважинных исследований по изменению фильтрационно-емкостных свойств пород в окрестности бурящейся скважины. На основе экспериментальных исследований разработана классификация пород неокомских и юрских отложений по их склонности к дилатансии.*

Формирование ствола скважины в массиве горных пород сопровождается переходом породы в сложное напряженно-деформированное состояние.

Напряжения, действующие в породе в окрестности скважины, с учетом давления промывочной жидкости на стенку скважины  $P_{заб}$  и пластового давления  $P_{пл}$ , могут быть записаны в виде:

$$\sigma_r = \lambda \sigma_z \left(1 - \frac{r_o^2}{r^2}\right) + \Delta P_p \frac{r_o^2}{r^2};$$

$$\sigma_{\theta} = \lambda \sigma_z \left(1 + \frac{r_o^2}{r^2}\right) - \Delta P_p \frac{r_o^2}{r^2};$$

где  $\sigma_r$ ;  $\sigma_{\theta}$  – радиальное и тангенциальное напряжения в породе, действующие на расстоянии  $r \geq r_o$ ;  $r_o$  – радиус скважины;  $\Delta P_p$  – величина репрессии на пласт ( $\Delta P_p = P_{заб} - P_{пл}$ );  $\sigma_z$  – напряжение в породе, соответствующее эффективному давлению, равному разности горного и пластового давлений;  $\lambda$  – коэффициент бокового распора, который может быть выражен через коэффициент Пуассона  $\nu$ :

$$\lambda = \frac{\nu}{1 - \nu}.$$

Касательные напряжения в породе в окрестности скважины можно представить в следующем виде:

$$\tau = 0,5 (\sigma_{\theta} - \sigma_r)$$

или

$$\tau = \lambda \sigma_z \frac{r_o^2}{r^2} - \Delta P_p \frac{r_o^2}{r^2}.$$

Следовательно, сдвиговые напряжения в породе, ответственные за дилатансию, уменьшаются с ростом порового давления в породе и величины репрессии  $\Delta P_p$ , равной превышению забойного давления над пластовым.

Применительно к процессу бурения скважины можно сделать вывод о том, что при спуске инструмента создаются условия для разрыва пластов, при подъеме инструмента – для дилатансии за счет падения порового давления в породе и значительного снижения забойного давления.

Для изучения склонности пород к дилатансии на образцах, отобранных в скважинах, требуется с помощью наиболее простого нагружения создать необходимые условия для возникновения в породе сдвиговых напряжений. В простейшем виде образование в породе трещин можно учесть путем введения в объемную деформацию дополнительного слагаемого, пропорционального интенсивности касательных напряжений,

$$E_v = P/K_e + K_d \cdot I_r^{0,5},$$

где  $P$  – среднее давление в породе,  $K_e$  – модуль объемного сжатия;  $K_d$  – коэффициент дилатансии;  $I_r$  – второй инвариант девиатора напряжений. Для случая однородного изотропного горного массива напряжено-деформированное состояние в точке в условиях плоской деформации описывается уравнением

$$E_v = P/K_e + K_d \cdot 0,5 (\sigma'_\theta - \sigma'_r),$$

где  $\sigma'_\theta$  – максимальное главное тангенциальное напряжение;  $\sigma'_r$  – минимальное главное радиальное напряжение.

Разность между главными напряжениями с точностью до второго порядка малости равна касательному сдвиговому напряжению, действующему в плоскости этих напряжений:

$$t = 0,5 \cdot (\sigma_\theta - \sigma_r).$$

Для описания объемных деформаций пористых дилатирующих сред в условиях пластического течения используется следующее реологическое уравнение:

$$d\theta = d\theta_m - d\theta_D = \beta(P) dp - \xi(\epsilon_r'^{0,5}) d\tau,$$

где  $\theta$  – деформация породы;  $\theta_m$  – объемная деформация, обусловленная действием шаровой части тензора напряжений;  $\theta_D$  – дилатантная составляющая объемной деформации среды;  $\beta$  – объемная сжимаемость породы;  $\epsilon_r'$  – второй инвариант девиатора тензора скоростей деформаций;  $\xi$  – скорость дилатансии.

Вычитаемое в правой части уравнения представляет собой дилатантную составляющую деформации в функции от сдвигового напряжения. Переходя к теории конечных деформаций, величину  $\theta_D$  можно представить в виде

$$\theta_D = \Phi \cdot \sigma_r'^{0,5},$$

где  $\Phi$  – некоторая функция.

Для условий нагружения образца породы по оси и боковой поверхности

$$\sigma_r' = 0,33(\sigma_1 - \sigma_3)^2; \quad .$$

$$\sigma_r'^{0,5} = 0,577(\sigma_1 - \sigma_3).$$

Тогда  $\theta_D = K_D \cdot \tau$ ,

где  $K_D$  – коэффициент дилатансии, определяемый экспериментально.

Для экспериментальных исследований дилатансии горных пород была разработана и создана установка, в которой к образцу породы могли прикладываться высокие нагрузки, формирующие в нем сложное напряженное состояние. Одновременно установка позволяла с высокой точностью определять изменение порового объема образца породы. Для этих целей использовался микропресс. Гидравлическая система обеспечивала боковое обжатие цилиндрического керна до 150 МПа и осевое сжатие до 250 МПа. Давление в поровом объеме образца создавалось независимо от действующих нагрузок на его торцы и боковую поверхность. В ходе экспериментов было установлено, что при равенстве бокового и осевого давлений, действующих на образец и достигающих 170 МПа происходит только уплотнение породы независимо от ее исходных свойств. Дилатансия породы отмечалась только при неравномерном статическом нагружении, когда отношение бокового давления к осевому не превышало 0,25. Диапазон неравномерности нагружения в экспериментах варьировал от нуля (боковой обжим образца отсутствовал) до единицы (давления, действующие на боковую поверхность образца и его торцы, были одинаковыми).

На основе анализа результатов проведенных исследований наиболее четкая зависимость для однотипных песчаников и алевролитов одного месторождения установлена между величиной дилатансионного разуплотнения и содержанием глинистого цементирующего вещества.

Измерение коэффициента проницаемости на образцах осадочных пород по азоту или жидкости проводилось путем измерения расхода флюида вдоль оси керна при постоянстве давлений на входе и выходе из образца. При определении изменения проницаемости породы по газу деформации подвергались сухие образцы пород. Проницаемость по жидкости определялась при насыщении породы 5%-ным водным раствором NaCl и деформации образцов до достижения максимального значения дилатансии именно при таком состоянии насыщения. При этом промежуточные замеры проницаемости осуществлялись по водному раствору NaCl, и только на конечной стадии проницаемость определялась по керосину.

Исследование деформации пород как функции бокового обжима при фиксированном давлении на керн по оси показало практически полное отсутствие дилатансии вплоть до разрушения породы.



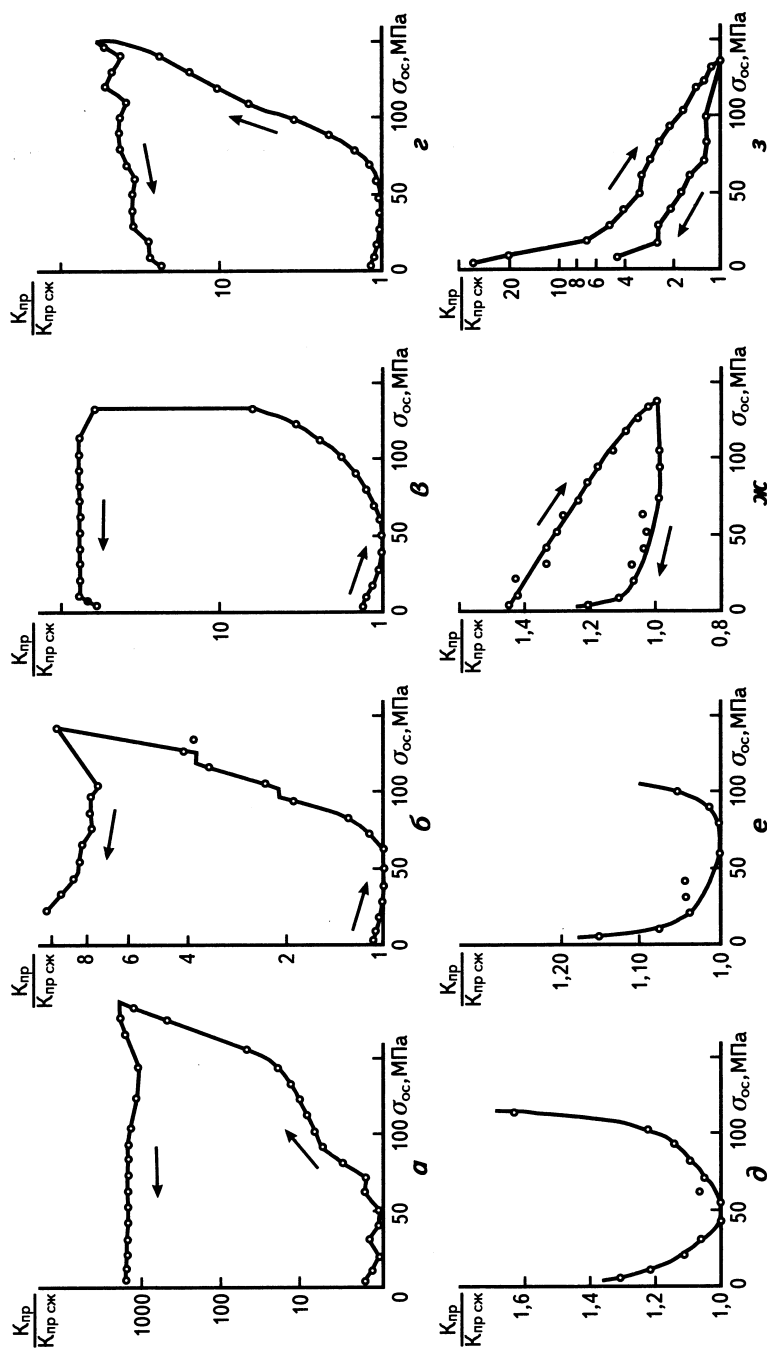


Рис. 37. Изменение коэффициента проницаемости породы по воздуху в области дилатансии и компрессионного уплотнения при боковом давлении 10 МПа

а – песчанник карбонатный,  $K_n = 9.7\%$ ; б – то же,  $K_n = 13.0\%$ ; в – песчанник с кремнистым цементом,  $K_n = 11.3\%$ ; г – то же,  $K_n = 5.8\%$ ; д – кварцевый песчанник,  $K_n = 12.2\%$ ; е – аркозовый песчанник,  $K_n = 14.3\%$ ; ж – полимиктовый песчанник с глинистым цементом,  $K_n = 18.0\%$ ; з – песчанник с карбонатным цементом,  $K_n = 14.6\%$

Следовательно возникновение в породе растягивающих напряжений препятствует развитию в ней дилатансии, но облегчает ее разрушение.

На рис. 37 приведены кривые изменения проницаемости породы при фиксированном боковом (10 МПа) и возрастающем осевом ( $\sigma_{oc}$ ) давлениях до достижения дилатансии. Последующее сохранение осевой нагрузки не оказывало существенного влияния на полученную проницаемость, т.е. не происходило смыкание образованных трещин. Этот факт подтверждается и контролем за изменением в результате дилатансии поровым объемом образцов. На рис. 38 показаны зависимости изменения по-

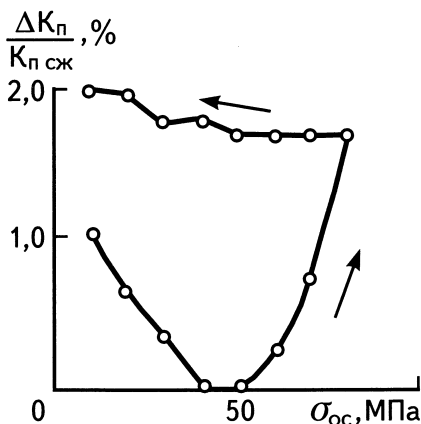


Рис. 38. Изменение коэффициента пористости в области уплотнения и дилатансии при неравномерном всестороннем сжатии

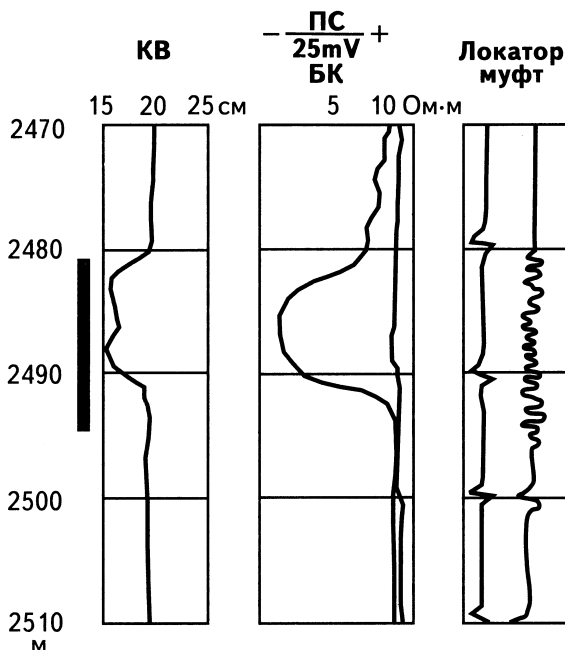


Рис. 39. Дилатансия породы-неколлектора при бурении скважины

рового объема образцов пород, подвергнутых неоднородному нагружению. Образцы представлены мелкозернистыми однородным полимиктовым песчаником, насыщенным раствором NaCl (10 г/л), с редкими тонкими прослоями углистого вещества.

Параллельно со стендовыми исследованиями проводился геофизический контроль за процессом преобразования фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в результате перехода породы в окрестности скважины в новое напряженно-деформированное состояние. При вскрытии объекта кумулятивным перфоратором ПР100 в скв. 173 Ем-Егорьевской площади за счет дилатансии породы произошло сужение ствола скважины и образовался псевдоколлектор, что зафиксировано кривыми ПС и кавернометрии (рис. 39). При этом приток не получен.

В табл. 12 представлены обобщенные результаты исследования пород неокомских и юрских отложений по склонности их к дилатансии. Для сравнения даны сопоставления с классификацией пород по Ханину А.А. и классификацией, принятой для вторичного вскрытия стреляющими перфораторами.

Таблица 12

**Классификация пород-коллекторов неокомских и юрских отложений по их склонности к дилатансии**

Группа пород	Способность к дилатансии	Горные породы	$K_n$ , %	$\frac{\Delta K_{nd}}{K_n}$ , %	$\frac{K_{прд}}{K_{прсж}}$	Класс коллектора по классификации	
						Ханина А.А.	ВНИИ-взрывгеофизики
I	Недилатирующие	Несцементированные пески, илы	20-35	-	-	I	I-1
II	Слабая	Слабо уплотненные песчано-алевритовые породы с глинистым цементом	18-25	0	1,0-1,2	II-III	I-1
III	Умеренная	Уплотненные песчано-алевритовые породы с порово-глинистым цементом	13,5-18,0	0,5	1,2-2,0	III-IV	II-1
IV	Средняя	Уплотненные песчано-алевритовые породы с порово-базальным цементом		5-10	2-5	IV-V	II-2
V	Высокая	Сильно уплотненные алевриты и аргиллит	5-9	10-20	5-n	V-VI	III-2

**Примечания.**  $K_{nd}$  – изменение пористости породы за счет дилатансии;

$K_{прд}$  – проницаемость породы после дилатансии;

$K_n$  – исходные значения пористости породы;

$K_{прсж}$  – проницаемость породы при предельном уплотнении.

Из таблицы следует, что к дилатансии склонны уплотненные породы, имеющие низкпоровую матрицу. Проницаемость таких пород находится на границе коллектор-неколлектор. Высокая склонность плотных пород к дилатансии говорит о том, что в них может

развиваться вторичная проницаемость, связанная с трещиноватостью. Кроме того, в окрестности скважин в таких породах могут образовываться локальные зоны с очень высокой проницаемостью.

Проведенные стендовые и скважинные исследования позволили установить следующие закономерности дилатансии пород:

дилатансия является следствием неоднородного напряженного состояния породы;

дилатансии при статических нагрузках подвержены в основном породы, имеющие низкую пористость;

сам процесс дилатансии породы в значительной мере определяется характером насыщения и свойствами насыщающего флюида;

при дилатансии резко возрастают объем и фильтрационно-емкостные свойства породы, которые сохраняются даже при изменении напряжений в породе. Низкопроницаемые породы-коллекторы в окрестности скважины могут иметь очень высокие ФЕС.

## **Глава 8. ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ СЕТИ ПЕРФОРАЦИОННЫХ КАНАЛОВ**

---

*Изложены результаты стендовых экспериментальных исследований по оценке пропускной способности перфорационных каналов в зависимости от свойств жидкости в скважине, соотношения давлений в скважине и пласте, исходных фильтрационных свойств породы.*

При перфорации порода в окрестности скважины подвергается кратковременным интенсивным нагрузкам. Исследованиями В.С.Замахаева, В.Н.Кончакова, А.А.Матвеевко было установлено, что действие импульсной ударной нагрузки, наложенной на первичное поле напряжений в породе, всегда приводит к более значительному разуплотнению породы, увеличению ее пористости и проницаемости по сравнению со статическим нагружением при пребывании породы в напряженном состоянии, соответствующем условиям дилатансии.

Проведя большую серию экспериментов в стендовых и скважинных условиях, В.С.Замахаев показал, что дилатансия при взрывном нагружении имеет место независимо от исходных коллекторских свойств и полностью определяется литологией породы и составом

насыщающего флюида. При этом само взрывное воздействие выполняет роль “спускового крючка”, запускающего огромное энергосодержание в пласте, значительно превышающее энергию, внесенную в пласт при взрыве. Изменяя состав насыщающего флюида можно добиться полного отсутствия дилатансии при сколь угодно больших взрывах.

Экспериментальные исследования И.Н.Гайворонского, проведенные в стендовых условиях на специальной установке, позволили установить, что пропускная способность перфорационного канала, простреленного в образце породы, определяется не столько его геометрическими размерами, сколько условиями, в которых осуществляется это простреливание. К таким условиям относятся: соотношение давлений в скважине и пласте, исходные фильтрационно-емкостные свойства пород, свойства жидкости в скважине.

Для изучения влияния гидростатического и геостатического давлений на эффективность перфорации (принято, что отношение первого ко второму составляет 2,5), на первом этапе по искусственному песчанику проведены отстрелы зарядов наиболее распространенного перфоратора ПК105ДУ при гидростатических давлениях 10, 20, 30 и 40 МПа и, соответственно, геостатических – 25, 50, 75 и 100 МПа.

При этих отстрелах в процессе перфорации и после нее давление в “пласте” поддерживали на 1 МПа выше, чем в “скважине” с целью предотвращения проникания скважинной жидкости в поры пласта.

После прострела мишени, состоящей из керна горной породы диаметром 90 и длиной 200 мм, цементного блока толщиной 25 мм и стального диска толщиной 10 мм, производили замер расхода пластовой жидкости через перфорированную мишень при перепаде давлений 1 МПа. Затем мишень извлекали из сосуда давления и измеряли размеры канала.

Каналы в горной породе имеют трещины, смыкающиеся, как было определено экспериментально, при превышении геостатического давления над пластовым на 5-7,5 МПа. Кроме того, вокруг канала видна зона уплотнения породы. Несмотря на это, по величине коэффициента совершенства ( $K_{ск}$ ) реальный канал оказался эквивалентен идеализированному каналу (без каких-либо изменений проницаемости породы вокруг отверстия тех же самых размеров). Поэтому при простреле перфоратором ПК105ДУ песчаников можно использовать имеющиеся в литературе данные по пробивной способ-

ности перфораторов для оценки совершенства вскрытия скважины по графикам В.И.Щурова.

В исследованном диапазоне гидростатических давлений до 40 МПа гидродинамическая эффективность перфорационных каналов практически неизменна. Величина коэффициента  $K_{ск}$  для принятых размеров мишени (независимо от давления) равна 1.

На втором этапе отстрелы перфоратора ПК105ДУ проводили при гидростатическом давлении 30 МПа и геостатическом 75 МПа в среде водопроводной воды, глинистого раствора ( $\rho = 1,1 \text{ г/см}^3$ ), утяжеленного баритом раствора ( $\rho = 1,6$  и  $2,0 \text{ г/см}^3$ ) при использовании в качестве пластовой жидкости керосина. При отстрелах в среде воды по насыщенному керосином керну перепад давлений из скважины в пласт ( $\Delta P = 1 \text{ МПа}$ ) поддерживали до тех пор, пока не прекращалось дальнейшее уменьшение проницаемости в поровой среде. Обычно это происходит достаточно быстро (10-15 мин) и соответствует прокачке жидкости в объеме 4-5 поровых объемов керна. Затем создавали поток из пласта в скважину и прокачку пластовой жидкости производили до стабилизации величины потока. Это время также составляет 10-15 мин.

При отстрелах кернов на репрессии с использованием глинистых растворов потока из “скважины” в “пласт” не наблюдали, хотя водоотдача их составляла 7-15 см<sup>3</sup> за 30 мин, а перепад давлений в системе “скважина” – “пласт” достигал 5 МПа в течение длительного времени (до 1 ч). Это объясняется, по-видимому, тем, что проникший в канал глинистый раствор является своеобразным клапаном, предохраняющим пласт от проникания в него фильтрата из остального раствора. Так как в этих условиях имеет место значительное уменьшение коэффициента  $K_{ск}$ , то основное влияние на увеличение фильтрационных сопротивлений в зоне вокруг перфорационного канала оказывает только физическая закупорка пор породы проникшими из раствора твердыми частицами. При создании обратного потока из пласта в скважину происходит как бы заклинивание твердых частиц в порах за счет сжатия породы при уменьшении давления внутри канала перфорации. При этом величина коэффициента  $K_{ск}$  стабилизируется почти сразу после создания потока из пласта в скважину и остается практически неизменной в течение нескольких часов. Таким образом, исследовано раздельное влияние проникновения твердых частиц и фильтрата раствора в поры пласта на величину фильтра-

ционных сопротивлений, в связи с чем представляется возможным количественно оценить степень этого влияния.

Результаты отстрелов приведены на рис. 40. Если считать, что коэффициент  $K_{СК}$  при положительном перепаде давления (из “пласта” в “скважину”) характеризует потенциальные возможности перфоратора и принять его за 100%, то при проникновении воды в по-

ры пласта (других причин уменьшения  $K_{СК}$  нет) он составит 87,5% от потенциально возможного значения, за счет проникновения твердых частиц (глины) – 53,7%, а при проникновении частиц глины и барита – 45,4%.

Эквивалентный реальному по величине коэффициента потока идеализированный канал правильной цилиндрической формы диаметром 12 мм имеет длину при вскрытии в среде глинистого раствора всего 16-18 мм, в среде утяжеленного глинистого раствора – 8-10 мм, в то время как длина реального канала равна 111 мм. Поэтому, оценивая совершенство скважины при вскрытии пластов, сложенных прочно сцементированными песчаниками, необходимо использовать именно эти размеры канала.

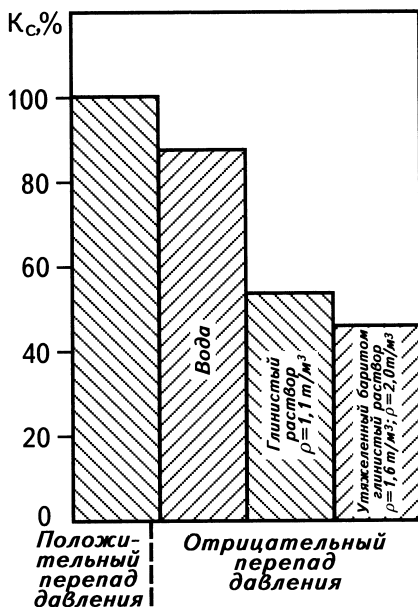


Рис. 40. Влияние типа раствора и направления перепада давления на эффективность перфорации

Для примера на рис. 41 показаны значения коэффициента гидродинамического совершенства скважины с радиусом контура питания  $R_k = 400$  м для различных условий вскрытия. Можно видеть, что для достижения  $K_c = 0,8$  при вскрытии на равновесии или при положительном перепаде давления плотность перфорации должна составлять всего 8 отв/м, при вскрытии в среде глинистого раствора с  $\rho = 1,1 \text{ г/см}^3$  на репрессии – 33 отв/м, а в среде утяжеленного баритом глинистого раствора с  $\rho = 1,6-2,0 \text{ г/см}^3$  – 41 отв/м.

Подтверждением результатов стендовых экспериментов по определению влияния свойств буровых растворов на гидродинамическую эффективность каналов перфорации является опыт внедрения

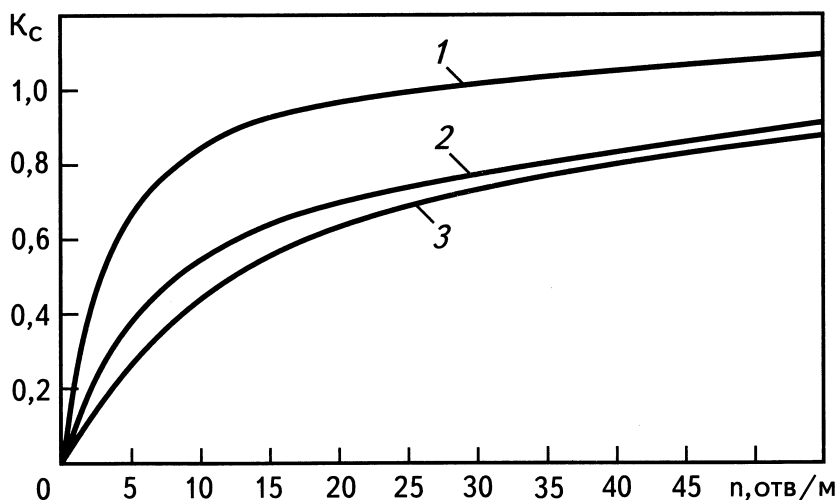


Рис. 41. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины  $K_c$  от плотности перфорации при вскрытии перфоратором ПК103ДУ на равновесии (1), в среде глинистого (2) и уплотненного баритом (3) растворов

разработанного в Раменском отделении ВНИИ геофизики перфоратора типа ПНК, спускаемого в скважины на насосно-компрессорных трубах. Перфорацию с помощью ПНК осуществляют при сниженном уровне жидкости в скважине с подготовленным к эксплуатации устьем. Поэтому в процессе перфорации пластовое давление превышает давление на забое и ухудшения связи скважины с пластом за счет проникновения твердых частиц и жидкости не происходит.

Отстрелы, проведенные по естественным горным породам, показали существенное расхождение в характере образования канала в песчаниках и известняках. В отстрелах по коробчеевскому известняку, имеющему примерно одинаковые с искусственным песчаником прочностные свойства, обнаружено значительное уменьшение диаметра канала. Вследствие того, что пест имеет примерно одинаковый диаметр с каналом, он обычно застревает в последнем, ухудшая его эффективность. В таких породах коэффициент  $K_{ск}$  составляет всего 0,62, а глубина пробития –  $87 \pm 4$  мм при диаметре канала 5,1 мм. По величине коэффициента  $K_{ск}$  реальный канал эквивалентен идеализированному диаметром 5 мм и длиной всего 20 мм.

Отстрелы по слабосцементированным песчаникам (грозненскому и краснодарскому) показали, что при одинаковых с искусственным песчаником размерах каналов ( $l = 111$  мм и  $d = 12$  мм) зона обру-



шения вокруг канала достигает 30-35 мм, причем эта мелкораздробленная порода настолько подвижна, что может быть увлечена потоком жидкости вместе с пестом к обсадной трубе, почти полностью закупоривая канал. Коэффициенты  $K_{ск}$  таких каналов составляют всего лишь 0,01-0,05, что эквивалентно нулевой глубине пробития диаметром 1-2 мм.

Поэтому сложенные слабосцементированными песчаниками горизонты необходимо вскрывать с такой плотностью перфорации, чтобы дебит, приходящийся на один канал перфорации, был как можно меньше, а пуск в эксплуатацию производить плавно с целью предотвращения закупорки канала разрушенной породой.

Были также проведены исследования с целью определения влияния на  $K_{ск}$  типа бурового раствора, проницаемости породы-коллектора и величины репрессии в момент перфорации.

В период эксплуатации пласт периодически подвергается действию бурового раствора (при ремонтных работах, дострелах и др.). При этом репрессия  $\Delta P_p = P_z - P_{пл}$  ( $P_z$  и  $P_{пл}$  – соответственно забойное и пластовое давления) часто равна или больше той репрессии, при которой проводили первичное вскрытие пласта. В связи с этим требовалось также выяснить, как изменяется  $K_{ск}$  при последующих воздействиях бурового раствора одного и того же типа на породу через каналы перфорации.

В результате этих опытов было определено, что при вторичном воздействии бурового раствора на простреленную мишень при первоначальной репрессии ( $\Delta P_p = 2$  МПа)  $K_{ск}$  не уменьшается. Это позволило на простреленной мишени провести несколько опытов с целью определения влияния на  $K_{ск}$  последующих воздействий бурового раствора (при увеличивающихся  $P_p$ ).

Поэтому, определив  $K_{ск}$  при  $\Delta P_p = 2$  МПа, в перфорационный канал вводили тот же буровой раствор и создавали реессию, равную 5 МПа. Спустя 10-15 мин реессию снимали и вновь определяли  $K_{ск}$ . Такие циклы повторяли при  $\Delta P_p$ , равном 10, 15 и 20 МПа.

О влиянии бурового раствора на качество вскрытия пластов перфорацией судили по величине  $K_{ск\ max} - K_{ск}$ , ( $K_{ск\ max}$  – коэффициент совершенства канала при отстреле заряда в среде гомогенной углеводородной жидкости).

Для исследований были взяты обработанный УЩР, известковый и хроматный буровые растворы.

Гранулометрический состав твердой фазы исследованных растворов приведен в табл. 13.

Гранулометрический состав твердой фазы растворов

Буровой раствор	Содержание фракций (%) при размере частиц, мкм					
	> 200	200-50	50-10	10-5	5-1	< 1
Хроматный	2,0	44,0	18,1	9,6	8,5	17,4
Известковый	11,0	28,4	20,2	14,8	6,1	19,3
Обработанный УЩР	3,0	25,2	18,7	15,9	9,1	28,1

На рис. 42 представлена зависимость коэффициента  $K_{ск}$  от репрессии  $\Delta P_p$  в момент перфорации в среде бурового раствора, обработанного хроматом. Видно, что этот коэффициент под воздействием бурового раствора тем меньше, чем больше репрессия в момент перфорации. Однако, темпы уменьшения  $K_{ск}$  неодинаковы: они наибольшие в интервале  $\Delta P_p = 0-2$  МПа. Для построения этих кривых величина  $K_{ск} = 1,0$  при  $\Delta P_p = 0$  взята из данных исследований по отстрелу кумулятивных зарядов в среде керосина, т.е. когда проникновение воды и твердых частиц исключалось. Точки кривых при  $\Delta P_p = 2,0$  МПа характеризуют  $K_{ск}$  в момент перфорации, остальные точки соответствуют репрессиям вторичного и последующих воздействий одного и того же бурового раствора на ранее простреленную мишень. Из сопоставления кривых, представленных на рис. 42 и 43, видно, что  $K_{ск}$  в значительной степени зависит от величины  $\Delta P_p$  в момент перфорации и практически не зависит от нее при повторных воздей-

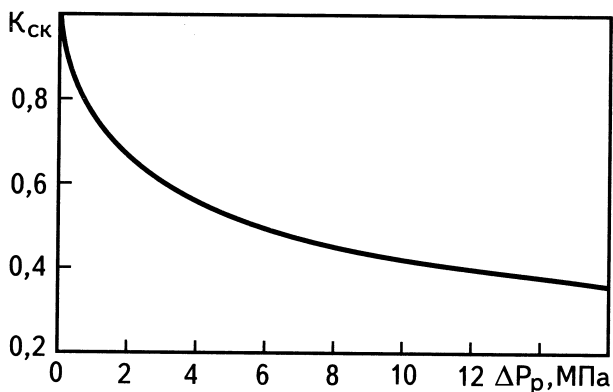


Рис. 42. Зависимость коэффициента  $K_{ск}$  от величины репрессии при перфорации в среде хроматного бурового раствора

Характерные кривые зависимости  $K_{ск}$  от  $\Delta P_p$  для трех типов буровых растворов приведены на рис. 43.

виях одного и того же бурового раствора на простреленную мишень (при величине проницаемости образцов пород 70-100 фм<sup>2</sup>).

На рис. 44 показан характер изменения  $K_{ск}$  при изменении проницаемости образцов пород. С увеличением проницаемости пород повышается степень снижения гидродинамической эф-

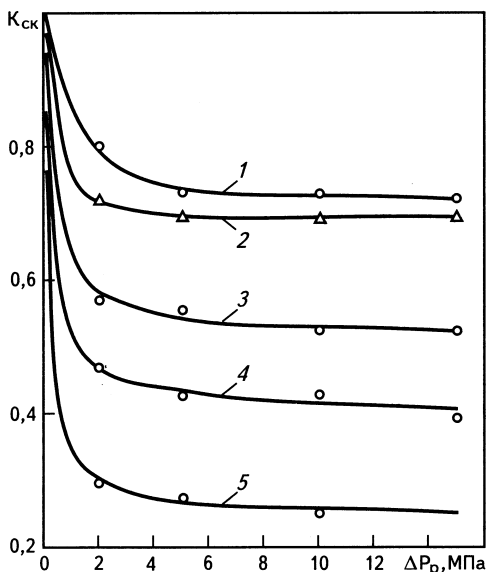


Рис. 43. Зависимость коэффициента  $K_{ck}$  от величины репрессии при перфорации в среде различных буровых растворов

1 – хроматный буровой раствор,  $K_n = 20,9\%$ ,  $K_{np} = 83$  фм<sup>2</sup>; 2 – то же,  $K_n = 26,1\%$ ,  $K_{np} = 122$  фм<sup>2</sup>; 3 – известняковый буровой раствор,  $K_n = 20,9\%$ ,  $K_{np} = 82$  фм<sup>2</sup>; 4 – то же,  $K_n = 26,1\%$ ,  $K_{np} = 174$  фм<sup>2</sup>; 5 – буровой раствор, обработанный УЩР,  $K_n = 26,1\%$ ,  $K_{np} = 94$  фм<sup>2</sup>

фективности перфорационного канала под воздействием одного и того же бурового раствора.

Результаты экспериментов обрабатывали с использованием методов математической статистики. Средние величины  $K_{ck}$ , подсчитанные с надежностью 0,95

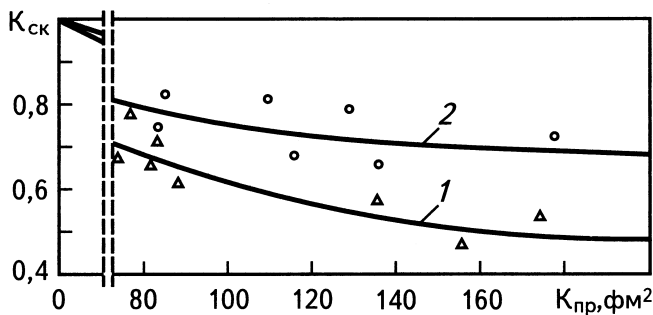


Рис. 44. Зависимость коэффициента  $K_{ck}$  от проницаемости при перфорации на репрессии в среде хроматного (1) и известкового (2) буровых растворов

для различных буровых растворов и различных радиусов пор, приведены в табл. 14 (репрессия в момент перфорации  $\Delta P_p = 2$  МПа). Анализ результатов показывает, что при сравнимых радиусах пор наибольшее снижение  $K_{ck}$

наблюдают при применении обработанного УЦР бурового раствора (примерно на 60% от максимально возможной величины  $K_{ск}$ ), известкового раствора – на 40,8% и наименьшее – хроматного (на 34,7%). Из табл. 14 видно также, что  $K_{ск}$  для мишени при воздействии одного и того же бурового раствора тем меньше, чем больше радиус пор.

Таблица 14

Влияние состава раствора на коэффициент гидродинамического совершенства канала

Буровой раствор	Пористость, %	Коэффициент гидродинамического совершенства канала $K_{ск}$	Средний радиус пор, мкм
Хроматный	26,1 20,9	$0,80 \pm 0,18$ $0,79 \pm 0,25$	1,88 2,31
Известковый	26,1 20,9	$0,72 \pm 0,11$ $0,52 \pm 0,15$	1,66 2,49
Обработанный УЦР	26,1	$0,47 \pm 0,14$	1,68

Большое влияние бурового раствора на гидродинамическую эффективность перфорационного канала и заметная зависимость  $K_{ск}$  от типа бурового раствора, проницаемости пород и величины репрессии в момент перфорации объясняется следующим. При контакте через перфорационный канал бурового раствора с пластом происходит проникновение фильтрата и твердой фазы из раствора в поры породы вокруг канала. Под действием фильтрата в пласте протекают сложные физико-химические процессы, которые в некоторых случаях приводят к значительному снижению проницаемости коллектора. Однако, в определенных условиях, например, если пласт не содержит набухающих глин, глубина проникания фильтрата в коллектор исчисляется несколькими миллиметрами, и проницаемость пласта под влиянием фильтрата практически не снижается.

В наших опытах керны не содержали глинистых минералов, но глубина проникания фильтрата бурового раствора в пласт была незначительной. Последнее объясняется тем, что после простреливания вокруг перфорационного канала за короткое время формируются зона закупорки (кольматации) твердыми частицами и глинистая корка, через которые статическая фильтрация бурового раствора быстро затухает (в наших опытах это время не превышало 10-15 мин). Следовательно, фильтраты исследованных буровых растворов не могли оказать сколько-нибудь заметного влияния на  $K_{ск}$ .

На основе этих экспериментов сделан вывод, что при кумулятивной перфорации в среде бурового раствора на режиме репрессии основное влияние на гидродинамическую эффективность перфорационного канала оказывала содержащаяся в растворе твердая фаза.

Визуальное изучение простреленных кернов показало, что твердые частицы кольматировали пристенные слои перфорационного

канала, в результате чего создавалась зона пониженной проницаемости, резко ухудшающая условия притока жидкости в скважину.

Исследования показывают, что твердые частицы бурового раствора, проникая в пористую среду на очень малое расстояние, вызывают снижение ее проницаемости в несколько раз. Это снижение тем выше, чем больше размер поровых каналов и дисперсность твердой фазы бурового раствора. Исследованные нами буровые растворы содержат в достаточно большом количестве фракцию твердых частиц размером менее 1 мкм (см. табл. 13). Естественно предположить, что при условном диаметре пор пласта более 1 мкм наибольшей закупоривающей способностью будет обладать буровой раствор, в котором содержание тонкодисперсных частиц ( $< 1$  мкм) максимально. В наших опытах буровой раствор, обработанный УЩР и содержащий наибольшее количество тонкодисперсных частиц, вызывал максимальное снижение  $K_{ск}$ .

Некоторые авторы утверждают, что в статических и гидродинамических условиях бурения скважин глубина проникания твердой фазы бурового раствора в гранулярный коллектор практически не зависит от репрессии. По данным других исследователей степень кольматации возрастает при увеличении репрессии до 3,5-4 МПа, при дальнейшем ее росте степень кольматации практически не изменяется. В наших опытах величина  $K_{ск}$  определялась степенью кольматации пристенных слоев перфорационного канала твердой фазой бурового раствора. Поэтому по величине  $K_{ск}$  можно судить о степени кольматации, которая зависела от репрессии во всем диапазоне ее изменения (0-15 МПа). По-видимому, механизм кольматации в период прострелочных работ отличен от механизма кольматации проницаемых пластов в процессе бурения.

Результаты лабораторных экспериментов дают только качественное представление о влиянии отдельных факторов на эффективность вскрытия пластов перфорацией, и результаты лабораторных экспериментов на мишенях с плоскопараллельной фильтрацией нельзя без корректировки переносить на плоскорадиальную систему потока в пласте. Так, по результатам исследований в США около 80% всего потока жидкости в плоскопараллельной мишени диаметром 90 мм и длиной 380 мм приходится на последние 20% перфорационного канала длиной 200 мм. При тех же условиях в плоскорадиальной системе поток жидкости распределяется по длине канала более равномерно. Наличие вокруг канала перфорации зоны пони-

женной проницаемости несколько уравнивает распределение потока жидкости по длине канала в этих системах.

Для количественной оценки влияния образующихся зон пониженной проницаемости породы вокруг каналов перфорации и проникновения фильтрата при бурении группа американских исследователей решила задачу о притоке жидкости к скважине численным методом с помощью ЭВМ. Полученные ими результаты позволяют оценить как раздельное, так и совместное влияние параметров этих зон. Вначале рассмотрим только влияние несовершенной технологии перфорации, когда вокруг каналов возникает зона пониженной проницаемости породы толщиной  $\delta$ . Кратность снижения проницаемости может достигать нескольких десятков раз, поэтому этот параметр был исследован в пределах от 1 до 50. Влияние толщины зоны изучено в пределах от 6 до 16 мм.

На рис. 45 показана рассчитанная И.Н.Гайворонским зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от плотности перфорации. Если в условиях отсутствия загряз-

нения призабойной зоны при бурении получить перфорационные каналы длиной 150 мм, то при плотности перфорации 15 отв/м  $K_c = 1,05$ . Если же вокруг перфорационных каналов в зоне породы толщиной 12,7 мм проницаемость снижена в 10 раз,  $K_c = 0,7$ , а при пятидесятикратном снижении проницаемости этой зоны –  $K_c = 0,2$ . Иными словами, при использовании перфораторов, позволяющих пробивать каналы глубиной 150 мм, и при плотности перфорации 15 отв/м можно получить и практически совершенную скважину, если перфорировать на депрессии, и скважину, работающую только на 20% от своих потенциальных возможностей, если перфорировать на репрес-

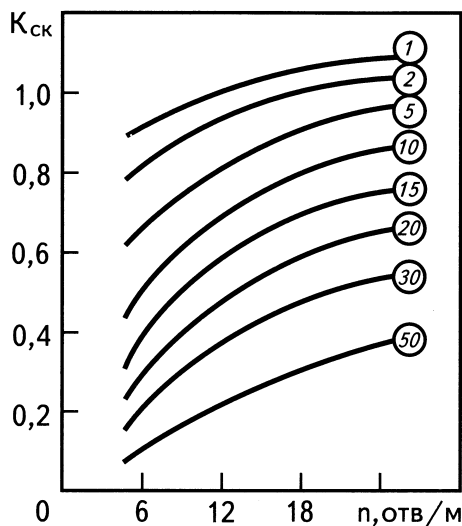


Рис. 45. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от плотности перфорации

Диаметр канала ( $d_k$ ) – 12,7 мм, длина канала ( $l_k$ ) – 150 мм, радиус скважины ( $r_c$ ) – 75 мм, радиус контура питания ( $R_k$ ) – 300 м. Цифры в кружках – кратность снижения проницаемости породы вокруг перфорационного канала в зоне толщиной 12,7 мм

сии. При высокой степени загрязнения породы вокруг перфорационных каналов увеличение плотности перфорации не обеспечивает достаточно высокое совершенство скважины. Так, при пятидесятикратном снижении проницаемости этой зоны увеличение плотности перфорации с 6 до 24 отв/м повышает  $K_c$  только от 0,12 до 0,36.

На основании результатов, полученных в этом разделе, были выданы практические рекомендации для производственных организаций. Учитывая специфику формирования зоны пониженной проницаемости вокруг перфорационных каналов, необходимо проводить перфорацию на депрессии, особенно для однородных высокопроницаемых пластов. При этом условии выбор перфорационной жидкости может быть менее строгим, так как пласт не подвергается ее воздействию. Там, где невозможно провести перфорацию на депрессии, необходимо очень тщательно подбирать жидкость для перфорации с целью уменьшения нарушения проницаемости породы вокруг перфорационных каналов.

## Глава 9. ИНИЦИИРОВАНИЕ В ПЛАСТЕ СЛОЖНЫХ ФИЗИЧЕСКИХ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ФИЛЬТРАЦИЕЙ ФЛЮИДОВ

---

*Рассмотрены явления облитерации в пористых средах при фильтрации нефтей и газожидкостных смесей.*

Среди известных и достаточно изученных в экспериментальном плане процессов, инициируемых движением флюидов в тонких капиллярах и щелях, следует отметить облитерацию. Этим термином названо явление уменьшения, а во многих случаях полного прекращения течения флюидов через малые проходные сечения. На основе опубликованных сведений это происходит в результате хемосорбции поляризованных молекул на стенках капилляров и частичного или полного зарастивания проходного сечения. При этом зарастают не только тонкие капилляры, но и щели шириной до 0,1 – 0,2 мм.

Поверхностный слой металлов, минералов и других твердых тел вследствие контакта с жидкостями и газами приобретает свойства полупроводников. Хемосорбция на поверхности полупроводников теснейшим образом связана с электронными процессами как внутри, так и на поверхности этого полупроводникового “чехла”. Накопленный экспериментальный материал в области гетерогенного катализа свидетельствует о том, что электронные процессы, разыгрывающиеся в полупроводнике и обуславливающие его электрофизические свойства, в то же время определяют его адсорбционную способность и каталитическую активность. Не представляют собой исключение и природные порообразующие минералы. На их поверхностях при определенных условиях может протекать хемосорбция, результатом которой и является аномальное поведение фильтрующихся флюидов.

Исследованиями, выполненными В.С.Замахеевым, установлено, что при использовании свежизготовленных стальных втулок диаметром до 3 – 4 мм, длиной 30 мм движение газовой смеси через них становилось пульсирующим с последующим полным запиранием проходного сечения кристаллогидратами. С повышением перепада давления до 5-10 МПа втулка закрывалась с гидроударом образующимися кристаллогидратами. Дальнейшее повышение перепада давления до 30 МПа не обеспечивало прорыва газовой смеси.



си через втулку. В то же время снижение перепада давления сопровождалось разрушением кристаллогидратов и проскоком ограниченного объема газовой смеси через втулку, после чего она вновь запиралась. Некоторые втулки через несколько циклов повышения и последующего понижения давления полностью теряли способность инициировать образование кристаллогидратов. Такого же эффекта можно было добиться путем обработки втулок кислотами.

Таким образом, было показано, что при соответствующей каталитической способности твердой поверхности сам процесс фильтрации флюидов порождает заряженные радикалы, которые в значительной мере могут препятствовать движению флюидов даже при очень высоких перепадах давления, хотя сами новообразования не относятся к устойчивым.

Большой интерес представляют данные, полученные И.Н.Кичиным по исследованию процесса облитерации. Им исследовалось протекание трансформаторного масла через латунные втулки диаметром 0, 12 мм. В первые секунды наблюдалось появление в проходном сечении полупрозрачных мелких светло- и темно-коричневых частичек, которые задерживались у стенок канала и накапливались, некоторые из них срывались и уносились потоком. Однако с течением времени это происходило все реже и реже. Наблюдения показали, что к возникшим у стенок первичным образованиям присоединяются новые и новые частицы, очень быстро заполняя все проходное сечение. Процесс завершался за 5-30 с. По мере накопления в канале новообразований отмечалась нестабильность расхода масла через втулку. Поток начинал пульсировать, восстанавливаясь полностью на начальных стадиях зарастивания сечения втулки. Постепенно струйное течение переходило в капельное, после чего сечение полностью перекрывалось. И.Н.Кичиным исследовалось также влияние на облитерацию материала втулок, температуры протекающей жидкости, присадок к ней и очистки масла от асфальтосмолистых веществ. Проведенные исследования позволили автору сделать следующие выводы:

замена материала втулки на стекло значительно уменьшает облитерацию вплоть до полного ее отсутствия;

повышение температуры от 20 до 80°С делало процесс облитерации более интенсивным;

очистка масла силикагелем снижала, но не исключала полностью облитерацию;

использование в качестве присадки ионола (алкилфенольная антиокислительная присадка) обеспечивало снижение склонности у неочищенного масла к облитерации.

Потеря проницаемости породой при фильтрации флюидов за счет отложения в прискважинной зоне асфальтосмолистых веществ известна из практического опыта эксплуатации нефтяных скважин. В.С.Замахеев показал экспериментально, что одни и те же породы, имеющие различную предысторию, могут как обладать, так и не обладать способностью инициировать облитерацию и кристаллогидратообразование. Искусственные керны, изготовленные методом спекания смеси песка маршаллита и жидкого стекла, несмотря на почти идентичную технологию, различающуюся только длительностью предварительной перед обжигом сушки и исходной влажностью песка и маршаллита, в отношении облитерации обладали совершенно различными свойствами. Малая часть из них инициировала облитерацию в поровых каналах при фильтрации неочищенного осветительного керосина и трансформаторного масла. После очистки керосина от асфальтосмолистых веществ серной кислотой процесс облитерации на таких кернах значительно снижался, и требовалось прокачать очень большие объемы очищенного керосина, чтобы произошло полное зарастивание поровых каналов. Позитивный эффект отмечался и при введении в неочищенный керосин добавок (в количестве 0,2%) ионола. В последнем случае для полной потери проницаемости требовалось прокачать через образец объем жидкости в десятки раз больший, чем в случае керосина без добавок. Большая часть искусственных кернов вообще не обладала способностью инициировать облитерацию при фильтрации любых жидкостей. При длительном хранении искусственных кернов в условиях контакта с атмосферой (в окислительных условиях) все керны теряли способность инициировать процессы облитерации.

Проведенные экспериментальные исследования позволили сделать вывод о том, что облитерация имеет место при фильтрации флюидов в породах с восстановительными условиями, так как именно в таких условиях поверхностные пленки минералов обладают свойствами полупроводников и способны катализировать реакции окисления углеводородов. Реакции окисления в пористой среде проходят через стадию образования радикалов. Чем выше скорость фильтрации, тем больше радикалов образуется в единицу времени и тем вероятнее образование из этих электрически заряженных частиц барьера, перекрывающего проходное сечение капилляров и трещин.

## Глава 10. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА КАЧЕСТВО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ

---

*Дана оценка зависимости совершенства вскрытия пластов стреляющими перфораторами от геолого-промысловых факторов и характеристик самих перфораторов, основанная на применении методов дисперсионного анализа и уравнений множественной регрессии.*

С применением методов дисперсионного анализа определены следующие геолого-промысловые факторы, влияющие на совершенство вскрытия пласта: проницаемость, пористость, величина репрессии на пласт при бурении и перфорации, а также водоотдача промысловой жидкости, плотность перфорации, толщина пласта, депрессия на пласт при работе скважины.

В результате обработки большого объема промыслового материала по различным нефтяным месторождениям Западной Сибири определены коэффициенты гидродинамического совершенства скважин. Оказалось, что их величина для фонтанирующих скважин варьирует в диапазоне от 0,04 до 1,3 (в некоторых случаях до 10). Такой результат не является неожиданным в свете тех техногенных преобразований, о которых упомянуто выше.

И.Н.Гайворонским предложен способ нахождения коэффициента гидродинамического совершенства скважин  $K_c$  с использованием коэффициента продуктивности скважины  $\eta$ , определяемого по индикаторной диаграмме, и коэффициента гидропроводности  $\epsilon_p$  по кривой восстановления давления.

$$\eta = Q/\Delta P; K_c = K_{np}h/\mu,$$

где  $Q$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут;  $\Delta P$  – разность между пластовым и забойным давлением;  $h$  – толщина пласта, м;  $\mu$  – динамическая вязкость жидкости, сП.

Для нефтяных скважин формула для определения  $K_c$  имеет вид

$$K_c = 0,0184 (\eta/\epsilon) \ln(R_k/r_c),$$

где  $R_k$  – радиус контура питания скважины, м;  $r_c$  – радиус скважины, м.

Расчеты по данной формуле позволяют определять реальные коэффициенты гидродинамического совершенства работающих скважин и с использованием методами математической статистики оценивать влияние различных факторов на качество их заканчивания в два этапа. На первом этапе методами дисперсионного анализа определяются основные геолого-промысловые факторы, влияющие на совершенство вскрытия пласта: проницаемость  $K_{пр}$  и пористость  $K_n$  пласта, репрессия на пласт при вскрытии его бурением и перфорацией  $\Delta P_p$ ; водоотдача глинистого раствора  $B$ , плотность перфорации  $n$ , величина депрессии на пласт во время эксплуатации скважины  $\Delta P_d$  и, толщина вскрываемого пласта  $h$ .

На втором этапе для количественной оценки влияния вышеназванных факторов на качество вскрытия пласта применена методика нахождения уравнения множественной регрессии, описывающего связь коэффициента совершенства с этими факторами.

В результате обработки большого промыслового материала по различным нефтедобывающим районам страны определены значения коэффициента  $K_c$ , которые изменяются от 0,04 до 1,3. Такой большой разброс, очевидно, может быть объяснен разнообразием условий бурения скважин, их перфорации и освоения.

Для регрессионного анализа использованы указанные выше основные геолого-промысловые факторы. Соответствие распределения значений коэффициента  $K_c$  нормальному закону определено с помощью критериев согласия Пирсона, Колмогорова, Ястремского и Романовского. Все критерии согласия подтвердили возможность принятия для коэффициента гидродинамического совершенства теоретической модели распределения по нормальному закону.

Для нахождения математической зависимости многофакторной связи коэффициента  $K_c$  с рассматриваемыми факторами-предикторами уравнение регрессии взято в виде произведения функций влияния отдельных факторов.

$$K_{cj} = K_{c\text{ ср}} F_1(X_{1j}) \cdot F_2(X_{2j}) \dots F_p(X_{pj}),$$

где  $K_{c\text{ ср}}$  – средний коэффициент гидродинамического совершенства для  $N$  скважин;  $F_i(x_{ij})$  – функция влияния для  $i$ -го фактора ( $i = 1, 2, \dots, p$ ;  $j = 1, 2, \dots, N$  – число значений для  $i$ -го фактора);

$x_{ij} = \frac{x_{ij}}{x_{ij}}$  – нормированный фактор  $x_{ij}$ .

Программой предусмотрено, что вид функции  $F_i$  выбирают по минимуму среднеквадратичной ошибки аппроксимации из совокупности, включающей полиномы, логарифмическую, гиперболическую, степенную и показательную функции и их комбинации.

Результаты расчетов и полученные зависимости приведены в табл. 15 и на рис. 46. Все коэффициенты корреляции надежны с вероятностью более 95%.

Таблица 15

Результаты расчетов функций влияния

Фактор	Значение фактора*	Функция влияния
Проницаемость Кпр, $10^{-15} \text{ м}^2$	$\frac{0,002-6,016}{0,56}$	$F_1 = 1,12-0,18 \ln(1,786K_{np} + 1,22)$
Пористость $K_n$ , доли един.	$\frac{0,03-0,293}{0,186}$	$F_2 = 0,848 + 0,806K_n$
Репрессия $\Delta P_p$ , МПа	$\frac{1,1-12,4}{5,0}$	$F_3 = 0,969-0,083 \ln(0,2) P_p-0,16)$
Водоотдача $B$ , $\text{см}^3/30 \text{ мин}$	$\frac{3,5-35}{12,4}$	$F_4 = 1,03-0,0536B$
Плотность перфорации $n$ , отв/м	$\frac{4-47}{22}$	$F_5 = 1,016-0,00073n$
Депрессия $\Delta P$ , МПа	$\frac{0,07-10,9}{2,3}$	$F_6 = 0,936 + 0,21 \ln(0,435\Delta P + 0,5)$
Толщина пласта $h$ , м	$\frac{0,5-110}{22}$	$F_7 = 2,13 (0,045h + 2,23) \cdot 0,72 \cdot \exp[0,19 (0,045h + 2,23)] - 0,762$
Коэффициент гидродинамического совершенства $K_c$	$\frac{0,04-1,29}{0,60}$	$K_c = K_{c \text{ ср}} F_1 F_2 F_3 F_4 F_5 F_6 F_7$

\*В числителе – пределы изменения фактора, в знаменателе – среднее значение.

Совокупный коэффициент корреляции, выражающий меру тесноты связи результативного признака с семью факторами при нелинейной форме связи, равен 0,664 с достоверностью выше 99%. Уравнение для рассмотренных условий имеет следующий вид:

$$K_c = 0,6F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \cdot F_4 \cdot F_5 \cdot F_6 \cdot F_7.$$

Стандартная ошибка прогноза  $K_c$  по данному уравнению равна 0,3. Так как ее отношение к стандартному отклонению прогнозируемого значения  $K_c$  равно 0,75, то точность использования этой зависимости в качестве прогнозной удовлетворительная.

Применяя полученное выражение в зависимости от влияющих факторов, можно предсказывать степень совершенства скважин для конкретных промысловых условий. Анализ влияния каждого из рассмотренных факторов позволяет наметить пути увеличения коэффициента  $K_c$  изменением управляемых факторов.

Увеличение проницаемости продуктивного пласта при прочих равных условиях приводит к уменьшению  $K_c$  (см. рис. 46). Так как при анализе использовано большое количество данных по скважинам, бурение и перфорацию в которых проводили при репрессии на

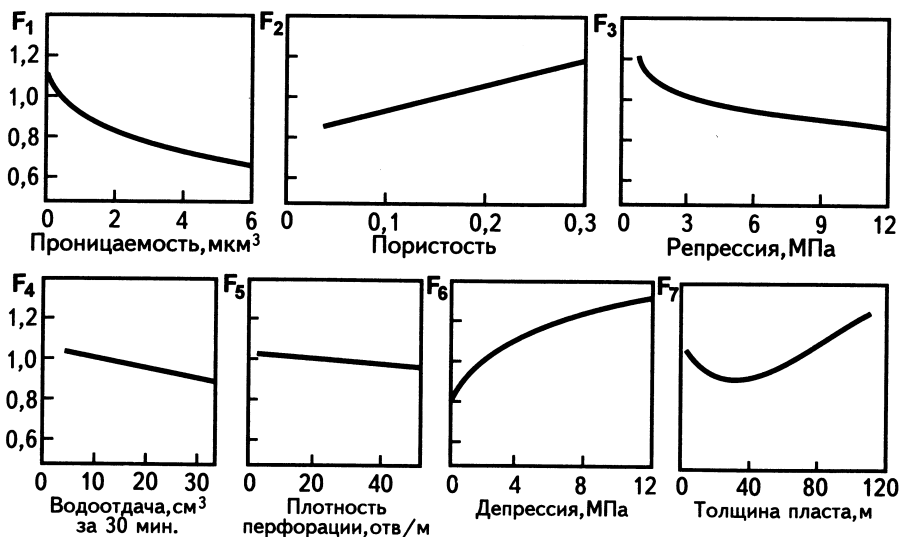


Рис. 46. Функции влияния отдельных факторов

пласт с использованием глинистого раствора, то из этой зависимости можно сделать вывод, что существующая технология первичного и вторичного вскрытия особенно пагубно сказывается на качестве вскрытия высокопроницаемых пластов, что подтверждается результатами стендовых испытаний. В этих случаях, если нельзя изменить технологию вскрытия пластов бурением, при перфорации необходимо использовать буровой раствор без твердой фазы.

Однако, если рассматривать совместное влияние пористости  $K_n$  и проницаемости  $K_{np}$ , то для наиболее часто встречающихся коллекторов с  $K_{np} = 0,05-0,5 \text{ мкм}^2$  и  $K_n = 0,08-0,25$  комплексное влияние ФЕС на  $K_c$  можно признать малозначимым. Увеличение репрессии на пласт при существующей технологии вскрытия в исследованном диапазоне от 1,1 до 12,4 МПа значительно снижает коэффициент гидродинамического совершенства. Поэтому вредна даже минимальная репрессия, и надо стремиться не к уменьшению, а к полному ее устранению либо к бурению скважин с применением растворов, не влияющих на проницаемость пластов.

Увеличение водоотдачи глинистого раствора также нежелательно, так как уже при незначительной ее величине снижается  $K_c$ .

Увеличение плотности перфорации при существующей технологии ее проведения не может повысить  $K_c$ , так как повторную перфо-

рацию обычно выполняют при репрессии на пласт с использованием глинистого раствора, блокирующего ранее созданные каналы перфорации. Поэтому предложения по увеличению совершенства скважин повышением плотности перфорации без изменения технологии бурения и перфорации не могут быть приняты.

Из рисунка также видно, что для увеличения  $K_c$  важным резервом является рост депрессии на начальной стадии эксплуатации скважин. Так, при повышении депрессии с 1 до 11 МПа  $K_c$  увеличивается в 1,5 раза. Это позволяет утверждать, что метод глубоких депрессий наиболее эффективен для освоения скважин, пробуренных при репрессии на пласт.

Интересно влияние на коэффициент  $K_c$  толщины пласта. При толщине в первые метры она или положительно или незначительно влияет на  $K_c$ , с увеличением толщины пласта до 30 м  $K_c$  снижается, а при дальнейшем увеличении – уверенно возрастает. По-видимому, в маломощных пластах большую роль играют фильтрационные свойства, чем емкостные, а в мощных отложениях – наоборот.

На основании результатов работы, изложенных в данном разделе, можно сделать следующие выводы:

полученное уравнение множественной регрессии, описывающее связь коэффициента гидродинамического совершенства скважины с основными факторами при определенных условиях может быть использовано для прогноза качества вскрытия пластов, а также учитывается при планировании работ по закачиванию скважин;

выявленные на основе обработки обширного фактического материала функции влияния в целом совпадают с зависимостями, полученными при стендовых исследованиях.

# Часть III. МЕТОДОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ И ИСПЫТАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

## Глава 11. БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗНОВИДНОСТИ ИХ КОНСТРУКЦИЙ

---

*Рассмотрены конструкции разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ в Западной Сибири и основные требования, предъявляемые к технологии их бурения.*

При бурении скважин на разведочных площадях и месторождениях углеводородов Западной Сибири необходимо обеспечить:

высокие технико-экономические показатели;

качественную и долговременную изоляцию и разобщение пластов при цементировании обсадной колонны;

минимальное отклонение диаметра ствола скважины от номинального;

сохранение фильтрационно-емкостных свойств разбуриваемых пород;

отбор и вынос представительного кернового материала в разведочных скважинах, а также возможность длительного испытания потенциально продуктивных объектов в открытом стволе;

условия для проведения качественных геофизических исследований.

Для повышения скорости бурения и производительности работ оптимально сочетают применение высоко- и низкооборотных долот. Придание буровым растворам смазочных, ингибирующих и флокулирующих свойств предотвращает прихват бурильного и испытательного инструмента. В качестве смазочных добавок к буровым растворам применяют полиакриламид, таловый пек, а также реагент ДЭМАН. Бурение разведочных скважин осуществляется с применением глинистых растворов низкой минерализации, имеющих плотность 1,05-1,44 г/см<sup>3</sup>, условную вязкость – 24-55 с, водоотдачу – 5-10 см<sup>3</sup> за 30 мин, содержание песка – 0,5-1,5%. Бурение базовых разведочных скважин выполняется с использованием растворов на углеводородной основе. Основными компонентами таких растворов являются дизтопливо, высокоокисленный битум, мел, жирные кис-



лоты и барит, содержание воды не должно превышать 2,5-3%. В базовых скважинах производится полный отбор керна из продуктивных отложений. В этих скважинах фильтрационные свойства пластов подвержены наименьшим негативным преобразованиям и поэтому (независимо от результатов) испытания в открытом стволе потенциально продуктивных объектов дают очень ценную информацию. Отсутствие притока или получение пленки нефти еще не свидетельствует о предельно низкой проницаемости породы, так как это может быть связано с облитерацией. Парадоксальность ситуации состоит в том, что после промывки и продавливания в пласт технической воды из него может быть получен фонтанный приток. Не всегда результаты испытаний в открытом стволе и колонне совпадают, что также является ценнейшей информацией.

Конструкция разведочных скважин глубиной до 3100 м является одноколонной со спуском кондуктора до 350-600 м. Диаметр обсадной колонны – 146 мм, лифтовых насосно-компрессорных труб (НКТ) – 73-89 мм. Цементирование обсадной колонны производится за один цикл с использованием комбинированного метода: выше продуктивного интервала – облегченным цементным раствором, а в продуктивном интервале и до забоя – раствором нормальной плотности. В разведочных скважинах не применяют заколонные пакеры и другие известные технологические приемы для повышения качества изоляции пластов в затрубном пространстве, что не исключает возможность каналаобразования в цементном камне в период ОЗЦ. Это значительно осложняет интерпретацию получаемых при гидродинамических исследованиях результатов, в первую очередь, в зонах недонасыщения пластов углеводородами.

Испытания в открытом стволе с помощью комплекта испытательного инструмента носят эпизодический характер и поэтому информация о фильтрационно-емкостных свойствах пород не всегда объективна. Недостаток такой информации состоит еще и в том, что она порождает надежду у геологов на возможность получения рентабельного дебита путем только совершенствования технологий заканчивания скважин.

Бурение эксплуатационных скважин на месторождениях Западной Сибири ведется с использованием полимерных, глинистых, известково-битумных растворов. Последние, как правило, применяются для вскрытия продуктивных объектов. Геологические условия и применяемые технологии бурения позволяют использовать одноколонную конструкцию скважин до глубины 3100 м с цементованием их по той же технологии, что и разведочных. Для более глубо-

ких скважин и скважин, вскрывающих зоны АВПД, применяют многоколонные конструкции. Большинство эксплуатационных скважин является наклонно-направленными с зенитными углами, изменяющимися в широком диапазоне. В последние годы большой объем скважин бурят с горизонтальным участком ствола в продуктивном пласте. Свыше 95% скважин заканчивают с использованием технологии, предусматривающей вторичное вскрытие продуктивного объекта стреляющими перфораторами. Небольшой процент скважин заканчивают открытым стволом со спуском хвостовика с фильтром. Горизонтальные участки ствола, пробуренные по продуктивным отложениям, также закрепляются трубами и вскрываются с помощью стреляющих перфораторов, спускаемых на трубах.

## **Глава 12. ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПЛАСТОВ СТРЕЛЯЮЩИМИ ПЕРФОРАТОРАМИ**

---

*Дана классификация объектов, вскрываемых перфорацией, а также геолого-технических условий в скважине. Изложен общий подход к выбору техники и технологии вторичного вскрытия.*

### **12.1. Классификация объектов, вскрываемых перфорацией**

**Классификация объектов по коллекторским свойствам.** Фильтрационно-емкостные свойства пород в интервале перфорации оцениваются по результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважины (ГИС), изложенным в оперативном заключении по скважине.

По фильтрационно-емкостным свойствам породы в интервале перфорации подразделяются на три категории; в каждой из них выделяются две группы пород: проницаемые и пониженной проницаемости ( $K_{np} \leq 10^{-2}$  мкм<sup>2</sup>).

I категория – песчано-алевритовые породы, слабо уплотненные с преимущественно глинистым цементом и пористостью  $K_n \geq 15\%$ , а также карбонатные породы с  $K_n \geq 12\%$ .

II категория – уплотненные песчано-алевритовые породы с кварцевым и карбонатно-глинистым цементом, карбонатные поро-

ды, аргиллиты и другие породы, в которых трещиноватость отсутствует, а пористость варьирует для терригенных пород в пределах  $10\% \leq K_n < 15\%$ , для карбонатных пород –  $8\% \leq K_n < 12\%$ .

III категория – сильно уплотненные песчаники, алевролиты, известняки, доломиты, мергели, аргиллиты и другие породы, в том числе с развитой трещиноватостью при пористости матрицы терригенных пород  $K_n < 10\%$ , а карбонатных пород –  $K_n < 8\%$ .

**Классификация объектов по строению.** Однородными считаются объекты, сложенные породой постоянного литологического состава и имеющие одинаковую степень уплотнения. Границы однородных объектов уточняются по данным ГИС.

Неоднородными считаются объекты, сложенные породами различного литологического состава или одного состава, но с различной степенью уплотнения: окварцевания, глинизации и т.п. Степень их неоднородности оценивается по материалам ГИС и по керну. К неоднородным (по ГИС) относят объекты, в которых геофизические параметры, отражающие пористость, глинистость, проницаемость пород, изменяются более чем в 1,3 раза. Среди таких объектов отметим тонкослоистые, характеризующиеся малой (менее 0,4 м) толщиной отдельных однородных прослоев (стр. 15).

К приконтактным отнесены зоны пластов, отстоящие по вертикали от межфлюидальных разделов менее чем на 5 м.

**По условиям в интервале перфорации** объекты подразделяются: по температуре – на четыре группы: до 100, до 170, до 200 и более 200°C;

по гидростатическому давлению – на четыре группы: до 70, до 100, до 120 и более 120 МПа;

по конструктивным особенностям скважины – на две группы: с одной обсадной колонной, с двумя и более обсадными колоннами.

**По характеристике скважины** подразделяются:

по величине максимального зенитного угла – на две группы: менее 0,7 и более 0,7 радиан;

по качеству цементирования обсадной колонны (по данным ГИС) – на две группы: с качественным и некачественным цементированием;

по наименьшему диаметру проходного сечения в колонне обсадных или насосно-компрессорных труб, через которые спускается перфоратор – на четыре группы: от 118 до 300, от 96 до 118, от 76 до 96, от 50 до 76 мм;

по соотношению между пластовым и гидростатическим давлением – на три группы: с пластовым давлением, соответствующим

гидростатическому или превышающим его не более чем на 30%; с пластовым давлением ниже гидростатического (АНПД); с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более чем на 30% (АВПД);

по составу пластового флюида – на пять групп: нефтяные, газовые, газоконденсатные, водяные, водонефтяные. Каждая группа подразделяется на две подгруппы: пластовый флюид не содержит или содержит агрессивные компоненты (сероводород, углекислый газ и др.).

## 12.2. Выбор метода перфорации

Различают три основных метода вторичного вскрытия пласта: при депрессии (давление в скважине ниже пластового); при репрессии (давление в скважине выше пластового); при равновесии (давление в скважине равно пластовому). Кроме того, дострелы могут осуществляться при создании мгновенной депрессии или репрессии в скважине с помощью специальной аппаратуры.

**Вскрытие пластов при депрессии.** Этот метод применяют в том случае, когда вторичное вскрытие совмещают с вызовом притока. Для этих целей используют перфораторы, спускаемые на НКТ или малогабаритные, спускаемые на кабеле через НКТ. В последнем случае требуется дополнительно оборудовать устье скважины сальниковыми устройствами или лубрикаторами.

Перфорацию при депрессии перфораторами, спускаемыми на НКТ, вследствие ограниченной плотности перфорации и слабого воздействия на обсадную колонну и цементный камень рекомендуется проводить при вскрытии проницаемых пластов I категории и при контактных зон таких пластов независимо от величины зенитного угла скважины (в том числе в скважинах с горизонтальным участком ствола), качества затрубного цементного камня, аномальности пластового давления.

Недопустимо применять перфораторы, спускаемые на НКТ, для вскрытия пластов в следующих случаях:

если после выполнения прострелочных работ в интервал перфорации планируется спуск геофизических приборов без подъема НКТ;

если в процессе вызова притока пластового флюида ожидается вынос из пласта в скважину больших объемов твердой фазы промывочной жидкости или шлама породы;

гидростатическое давление на уровне установки перфоратора после создания депрессии менее 10 МПа (из-за возрастания вероятности разрушения корпуса перфоратора);

отсутствие герметизации затрубного пространства от пластового агрессивного флюида и необходимости проводить запуск скважины в работу по затрубному пространству.

Перфорацию при депрессии или равновесии давлений перфораторами типа ПРК, ПРКМ и ПР, спускаемыми через НКТ, рекомендуется проводить при вскрытии однородных и неоднородных проницаемых пластов всех категорий в скважинах с зенитным углом до 0,7 рад. при качественном цементном камне в затрубном пространстве независимо от аномальности пластового давления.

Недопустимо применять перфораторы типа ПР, ПРК и ПРКМ в следующих случаях:

- при вскрытии приконтактных зон, если эти зоны характеризуются некачественным цементированием;

- при наличии в интервале перфорации более двух обсадных колонн;

- при заполнении интервала перфорации глинистым раствором;

- при вскрытии пластов, насыщенных агрессивными флюидами (сероводородом), из-за возможных утечек в лубрикаторе.

Величина депрессии при перфорации должна быть ограниченной, чтобы избежать закупорки перфорационных отверстий в стенке обсадной трубы шламом, предотвратить выпадение газоконденсата и тяжелых фракций нефтей в призабойной зоне пласта (ПЗП), а также не допустить уплотнения породы в ПЗП в результате резкого возрастания эффективного давления.

При вскрытии газовых и газоконденсатных пластов величина депрессии не должна превышать 10% от величины пластового давления. При вскрытии нефтяных пластов оптимальная величина депрессии составляет 2-3,5 МПа. При перфорации депрессия не должна превышать 10 МПа.

**Вскрытие пластов при репрессии.** Перфорацию при репрессии рекомендуется проводить при вскрытии тонкослоистых, неоднородных и однородных пластов всех категорий, а также приконтактных зон таких пластов с обязательным выполнением высоких требований к “перфорационной” жидкости и типоразмеру перфоратора. Этот метод применяют и при вскрытии пластов, насыщенных агрессивными флюидами.

Величина репрессии при перфорации должна обеспечить безаварийное ведение прострелочно-взрывных работ, т.е. исключить ава-

рийное фонтанирование скважины и проникновение из нее в пласт больших объемов жидкости. Для этого гидростатическое давление столба жидкости в скважине должно превышать пластовое:

для скважин глубиной до 1200 м на 10-15%, но не более 1,5 МПа;

для скважин глубиной 1200-2500 м на 5-10%, но не более 2,5 МПа;

для скважин глубиной более 2500 м на 4-7%, но не более 3,5 МПа.

Следует учитывать, что стремление к увеличению репрессии не только не повышает безопасность ведения перфорации, но может служить одной из причин аварийного фонтанирования скважины за счет разрыва пласта при перфорации, поглощения скважинной жидкости и последующего интенсивного поступления в скважину газа или газожидкостной смеси из пласта.

При вскрытии пластов при репрессии свойства жидкости, заполняющей скважину при перфорации, играют важную роль.

Перед проведением перфорации при репрессии в скважину необходимо спустить НКТ с промывкой до забоя. После этого в нее закачивают 3-5 м<sup>3</sup> жидкости: воды, обработанной сульфанолами или ОП-6; раствора на нефтяной основе; инвертной эмульсии. Объем закачанной жидкости должен обеспечить заполнение ствола скважины в интервале перфорации и выше него на 100-150 м. Эффективна также полная замена жидкости в скважине на растворы солей, обеспечивающие достаточно высокую плотность.

### 12.3. Выбор типоразмера перфоратора

В настоящее время основной объем работ по вторичному вскрытию пластов осуществляется кумулятивными перфораторами различной конструкции. В небольшом объеме применяются мощные пулевые перфораторы с криволинейным стволом.

**Ленточные кумулятивные перфораторы.** Кумулятивные заряды заключены в индивидуальные термобаростойкие оболочки, которые крепятся к стальной грузонесущей ленте. Малый вес единицы длины перфоратора заставляет применять дополнительные грузы. Средства инициирования и взрывания контактируют со скважинной жидкостью. Ленточный каркас после отстрела перфоратора извлекается из скважины и повторному использованию не подлежит. Спуск перфоратора в скважину осуществляется на геофизическом кабеле и через него же импульсом электрического тока перфоратор

приводится в действие. Оболочки из стекла или ситалла при срабатывании перфоратора полностью разрушаются, что гарантированно исключает засорение скважины.

**Каркасные кумулятивные перфораторы.** Сегментный каркас этих перфораторов выполняет дополнительно функцию части термобаростойкой оболочки для каждого отдельного кумулятивного заряда. Другая часть оболочки, в которой запрессован кумулятивный заряд, герметично соединяется с сегментным каркасом. Для спуска перфоратора не требуется дополнительный груз и даже в промывочных жидкостях высокой плотности он обладает повышенной проходимостью. Сегментный каркас после отстрела перфоратора извлекается из скважины и повторному использованию не подлежит. Перфоратор спускается в скважину на геофизическом кабеле, через который электрическим импульсом он приводится в действие. Значительное смещение центра массы перфоратора определяет возможность формирования сети каналов только по одной образующей обсадной трубы даже при минимальном значении зенитного угла в интервале перфорации. После отстрела перфоратора в скважине не остаются осколки металлических оболочек.

**Разрушающиеся полностью кумулятивные перфораторы.** Кумулятивные заряды заключены в индивидуальные термобаростойкие алюминиевые оболочки особой конфигурации, позволяющей соединять заряды в гирлянды без дополнительного каркаса. Малый вес единицы длины перфоратора вынуждает применять дополнительные грузы. При срабатывании перфоратора происходит его полное разрушение. Остающиеся в скважине осколки и грузы подлежат уничтожению щелочью. Спуск перфоратора осуществляется на геофизическом кабеле, через который электрическим импульсом он приводится в действие. Перфоратор обладает повышенным фугасным действием на конструкцию скважины.

**Корпусные кумулятивные перфораторы многоразового использования.** Кумулятивные заряды, средства инициирования и взрывания заключены в общий термобаростойкий корпус, который не деформируется при взрыве зарядов и может использоваться 15-20 раз до появления заметных деформаций. Перфоратор спускают в скважину на геофизическом кабеле, через который электрическим импульсом его приводят в действие. При выстреле перфоратора в скважину выбрасываются простреленные диски, закрывающие отверстия для выхода кумулятивных струй. Остальные детали и осколки остаются в корпусе и вместе с ним поднимаются на поверхность.

Перфораторы применяют в основном в скважинах старого фонда из-за отсутствия фугасного воздействия на их конструкцию.

**Корпусные кумулятивные перфораторы одноразового использования.** Кумулятивные заряды, средства инициирования и взрывания заключены в общий термобаростойкий корпус. Допускается в определенных пределах деформация корпуса при срабатывании кумулятивных зарядов. Простреленный кумулятивными зарядами и деформированный корпус повторному использованию не подлежит. Жесткие ограничения, накладываемые на величину деформации корпуса при срабатывании кумулятивных зарядов, связаны с предупреждением аварийных ситуаций при извлечении из скважины отстреленного перфоратора. Спуск перфоратора в скважину осуществляется на геофизическом кабеле, через который электрическим импульсом он приводится в действие. Перфораторы обладают низким фугасным действием на конструкцию скважины и позволяют за одну спуско-подъемную операцию простреливать протяженные интервалы. Применение зарядных модулей значительно упрощает и ускоряет сборку перфоратора на буровой.

**Корпусные кумулятивные перфораторы специального назначения.** Кумулятивные заряды, средства инициирования и взрывания заключены в общий термобаростойкий корпус одноразового использования. Последний может состоять из одной или нескольких секций, свинчиваемых герметично между собой на устье скважины по мере спуска очередной секции. Перфораторы спускают на НК или лифтовых трубах. Во избежание разрушения и заклинивания корпуса в скважине вводятся нижний и верхний пределы применения перфоратора по давлению, которые определены для конкретных зарядных комплектов и поэтому использование в этих перфораторах других зарядных комплектов запрещается. Привод перфоратора в действие осуществляется сбрасыванием в скважину ударника (при малых зенитных углах) или гидравлическим импульсом. Перфоратор после срабатывания может быть сброшен в зумпф или оставлен в интервале перфорации на весь период испытания скважины. В этой связи обязательна оценка факта и полноты срабатывания перфоратора.

**Пулевые перфораторы.** В пулевых перфораторах с улучшенной внутренней баллистикой за счет длинного вертикально-криволинейного ствола используется энергия горения пороха. Перфоратор спускают в скважину на геофизическом кабеле, через который электрическим импульсом его приводят в действие. Большой вес единицы длины пулевых перфораторов определяет их хорошую проходимость даже при заполнении скважин утяжеленными промывочны-



ми жидкостями. После каждого выстрела требуется тщательная очистка внутренних полостей, что осуществимо только в условиях базы. Пулевые перфораторы заряжают на базе и доставляют на скважину в виде отдельных секций.

Большая масса пули обеспечивает не только пробитие глубоких каналов, но и формирование вокруг них протяженных трещин, что и определяет во многих случаях высокую эффективность вскрытия пластов пулевыми перфораторами.

Таблица 16

**Типоразмеры и условия применения перфораторов**

Типоразмер перфораторов	Средство спуска	Условия применения				Глубина пробивания канала, мм
		температура в скважине, °С	давление в скважине, МПа	зенитный угол скважины, рад	фугасное воздействие на крепь	
Бескорпусные кумулятивные перфораторы						
Ленточные		160	80	До 0,7	Ограниченное	
ПКСУЛ 80 (100)	На кабеле через ОК*					280 (410)
ПЛ 70	То же					350
Каркасные		150	100	До 0,7	"-"	
ПРК 42 (54, 65, 42С)	На кабеле через НКТ, ОК					140 (180, 240, 311)
ПРКМ 42 (54, 65)	То же					140 (180, 240)
Разрушающиеся полностью		150	80	До 0,7	Допускается	
ПР 43 (54, 100)	"-"					120 (150, 350)
КПРУ 65	На кабеле через ОК					200
Корпусные кумулятивные перфораторы						
Многоразового использования		180	50	До 0,7	Низкое	
ПК 85 (80, 95, 105С, 105)	На кабеле через ОК					95 (185, 255, 570, 250)
Одноразового использования		210	120	До 0,7	Низкое	
ПКО 73 (89, 89С)	На кабеле через ОК					155 (250, 350)
ПКОТ 89	То же					250
ПКОС 32 (38М)	На кабеле через НКТ					75 (90)
ПМИ 48	На кабеле через Ок					160
ТП-К	То же					311
Специального назначения (ТПНКТ, ПРТ, ПКТ, ПМТ)	На НКТ	**	150	До 0,7		210-450
Пулевые перфораторы						
ПВКТ, ПВК	На кабеле через ОК	200	100	До 0,7	Низкое	До 350

\*ОК – обсадная колонна.

\*\*Предельная температура зависит от длительности пребывания перфоратора в скважине.

**Последовательность выбора типоразмера перфоратора.** В зависимости от геолого-технических условий, метода перфорации выбирают группу перфораторов, которая может быть применена при данных термобарических условиях. Из выбранной группы последова-

тельно исключают перфораторы, непригодные по следующим причинам:

недостаточные диаметральные зазоры между перфоратором и стенкой обсадных или насосно-компрессорных труб (табл. 17);

большой зенитный угол любого участка ствола скважины;

наличие более двух обсадных колонн;

некачественный цементный камень, близкое расположение межфлюидальных контактов, наличие значительных дефектов в стенках обсадных труб;

содержание в пластовом флюиде агрессивных компонентов (сероводород и др.);

необходимость спуска геофизических приборов в интервал перфорации непосредственно после проведения прострелочно-взрывных работ;

недостаточное гидростатическое давление в интервале перфорации (для корпусных перфораторов);

ожидание выноса из пласта больших объемов шлама и твердой фазы промывочной жидкости;

необходимость создания высокой плотности перфорации;

планируемое совмещение перфорации с интенсификацией притока пластового флюида.

Таблица 17

**Минимально допустимые диаметральные зазоры между стреляющим перфоратором и стенкой обсадной колонны или НКТ**

Тип перфораторов	Диаметр или поперечный размер перфоратора, мм	Плотность жидкости в скважине, $10^{-3}$ кг/м <sup>3</sup>	Минимальный зазор, мм*
Ленточные	70-100	$\leq 1,5$ $> 1,5$	13 22
Каркасные	42, 54, 65	$\leq 1,0$ $1 < \gamma \leq 1,2$	8, 8, 11 10, 10, 11
Разрушающиеся полностью	43, 54, 65, 100	$\leq 1,0$ $1 < \gamma \leq 1,2$	7, 8, 11, 18 10, 12, 15, 20
Многоразового использования	80, 85, 95, 105	$\leq 1,0$ $1 < \gamma \leq 1,2$	16, 16, 16, 13 16, 16, 16, 15
Одноразового использования	32, 38, 48, 73, 89	$1 < \gamma \leq 1,5$	10, 10, 12, 15, 20
Специального назначения	73, 89	$1 < \gamma \leq 1,5$ $1,5 < \gamma \leq 2,0$	20, 20 30, 30
Пулевые	70	$1 < \gamma \leq 2,0$	25

\*Приведенные значения минимального зазора отвечают соответствующему поперечному размеру перфоратора.

## 12.4. Выбор плотности перфорации

Стреляющие перфораторы оказывают специфическое воздействие на породу, которое проявляется в активировании хемосорбции, кратковременных интенсивных нефтегазопроявлениях или поглощениях скважинного флюида и локальном выделении энергии, накопленной в породе. Растрескивание породы, инициируемое высокоскоростными кумулятивными струями и связанное с выделением упругой энергии породы, способствует увеличению проницаемости ПЗП. Поэтому традиционный подход к определению оптимальной плотности перфорации, основанный на учете геометрических размеров каналов, оказался неэффективным. Сильная зависимость эффективности перфорации от состояния пласта к моменту проведения прострелочных работ часто вводит в заблуждение исследователей, пытающихся решить эту проблему. Накопленный огромный практический опыт показывает, что перфорация может оказаться эффективной при плотности 2-4 отв/м и не привести к каким-либо положительным результатам при плотности 40 отв/м. К этому еще добавляется фактор неопределенности направления кратковременных интенсивных перемещений флюида в ПЗП, связанных с выстрелом в пласт перфоратора. Если такое возмущение приводит к нефтегазопроявлениям и к очистке ПЗП, то перфорация может оказаться эффективной даже в условиях заполнения скважины глинистым раствором и выполнении прострелочных работ при репрессии. С другой стороны, при поглощении глинистого раствора в момент выстрела перфоратора произойдет дальнейшее снижение проницаемости ПЗП, что осложнит вызов притока. Поэтому во всех случаях целесообразно проводить прострелочные работы при равновесии или депрессии с обязательным удалением из интервала перфорации растворов, содержащих твердую фазу. В табл. 18 даны рекомендации по плотности перфорации, разработанные на основе опытно-промышленных работ в нескольких сотнях скважин на месторождениях нефти Западной Сибири.

Как следует из представленных результатов, для вторичного вскрытия пластов требуется невысокая плотность перфорации. Весь диапазон изменения плотности составляет 10-20 отв/м. Следует учитывать невозможность равномерного распределения перфорационных отверстий по поверхности фильтровой зоны обсадной колонны. Можно говорить о слабом влиянии плотности перфорации

на показатели качества вторичного вскрытия, особенно в однородных по строению объектах.

Таблица 18

**Рекомендуемая плотность перфорации для различных объектов  
(применительно к перфораторам ПКСУЛ 80)**

Категория пород	Группа пород	Плотность перфорации, отв/м	
		при депрессии	при репрессии
I	Проницаемые	6	12
	Пониженной проницаемости	10-12	12-18
II	Проницаемые	10-12	18-20
	Пониженной проницаемости	12-18	20-24
III	Проницаемые	18-20	18-20
	Пониженной проницаемости	20-24	20-24
	Тонкослоистые	20-24	20-24

## **Глава 13. ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ПРОСТРЕЛОЧНО-ВЗРЫВНЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ**

---

*Изложены основные принципы геофизического сопровождения перфорации. Показано, что только при четкой системе геофизического сопровождения можно избежать грубых ошибок и гарантировать безопасность работы.*

### **13.1. Привязка интервала перфорации к геологическому разрезу**

Привязка осуществляется только с применением методов радиоактивного каротажа (РК). С этой целью в терригенных разрезах используют гамма-картаж (ГК), в карбонатных – нейтронный гамма-картаж (НГК).

**Привязка в скважинах глубиной до 2 км.** В скважину до искусственного забоя спускают прибор РК. При подъеме прибора ведут запись вспомогательной кривой в масштабе, который должен соответствовать масштабу записи основной кривой РК, полученной в открытом стволе или закрепленной скважине. Прибор останавливают над верхней границей планируемого интервала перфорации и на вспомогательной кривой РК ставят метку. На кабеле между устьем

скважины и подъемником завязывают метку, которая должна совпадать с неподвижным относительно Земли репером. На основную диаграмму (при совмещении ее с вспомогательной диаграммой РК) переносят отметку местоположения прибора РК и рассчитывают расстояние от прибора до верхней границы планируемого интервала перфорации ( $H_n$ ). Аналогичным образом определяют расстояние от прибора РК до верхней границы планируемого интервала перфорации ( $H_b$ ).

При вскрытии пласта “снизу – вверх” положение первой метки на кабеле для установки перфоратора находят следующим образом. От завязанной метки на кабеле в сторону подъемника откладывают отрезок длины  $L$  и завязывают двойную метку.

$$L = H_n - d + b,$$

где:  $d$  – расстояние от кабельного наконечника до нижнего кумулятивного заряда или ствола пулевого перфоратора;  $b$  – длина прибора РК.

Совпадение двойной завязанной метки с неподвижным репером на поверхности Земли обеспечивает совпадение нижнего перфорационного канала с нижней границей планируемого интервала перфорации. Аналогично рассчитывают и завязывают метки на кабеле для спуска следующих перфораторов.

**Привязка в скважинах глубиной свыше 2 км.** В скважину спускают комплексный прибор, состоящий из прибора РК и прихватоопределителя (ПО) или магнитного индуктора. Спуск комплексного прибора прекращают за 10-20 м до верхней границы планируемого интервала перфорации. После полного затухания колебаний кабеля на обсадной трубе ставят двойную магнитную метку. Одновременно на кабеле между устьем скважины и подъемником завязывают метку, которая совпадает с неподвижным относительно Земли репером. Спускают комплексный прибор до искусственного забоя. При подъеме прибора одновременно ведут запись кривых РК и ПО. После записи двойной магнитной метки регистрацию прекращают и завершают подъем кабеля. Вспомогательную кривую РК совмещают с основной и переносят магнитную метку на основную кривую РК. По основной диаграмме РК рассчитывают расстояние от двойной магнитной метки до нижней и верхней границ планируемого интервала перфорации. Для установки перфоратора размечают кабель и завязывают метки по изложенной выше методике.

**Привязка перфораторов, спускаемых на НКТ.** В скважину спускают комплекс, состоящий из прибора РК и прихватоопределителя

или магнитного индуктора. Прибор останавливают над планируемым интервалом перфорации. После полного затухания колебаний кабеля на обсадной колонне ставят двойную магнитную метку и продолжают спуск прибора до искусственного забоя. При подъеме прибора одновременно записывают кривые РК и ПО. После записи двойной магнитной метки запись прекращают и завершают подъем кабеля. Двойную магнитную метку переносят на вспомогательную кривую РК, при совмещении вспомогательной и основной кривых РК на последнюю переносят магнитную метку.

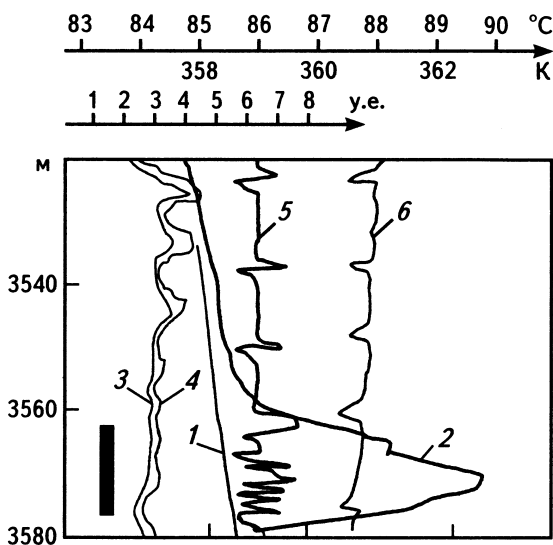
По основной кривой РК рассчитывают расстояние от магнитной метки до нижней  $H_n$  и верхней  $H_v$  границ планируемого интервала перфорации. На расстоянии  $H_n$  от нижнего заряда перфоратора на НКТ с помощью индуктора или ПО устанавливают одинарную или тройную магнитную метку. Совпадение магнитных меток на НКТ и обсадной колонне обеспечивает точную установку перфоратора в планируемом интервале перфорации. Роль магнитной метки на НКТ может выполнять короткий патрубок, включенный в компоновку НКТ на фиксированном расстоянии от нижнего заряда перфоратора.

Спуск перфоратора осуществляют с постоянным контролем общей длины НКТ. Когда расчетная длина НКТ соответствует размещению перфоратора в планируемом интервале перфорации, проводят корректировку установки перфоратора. С этой целью в НКТ спускают малогабаритный ПО и определяют расстояние между магнитными метками (или коротким патрубком) на НКТ и обсадной колонне. Применяя патрубки, komponуют необходимую длину колонны НКТ для совмещения меток. Перед окончательным монтажом устьевого оборудования еще раз с помощью малогабаритного ПО определяют положение перфоратора в скважине.

### **13.2. Определение фактического положения интервала перфорации**

Определение фактического положения интервала перфорации является обязательным во всех случаях кроме спуска перфоратора на НКТ.

Контроль за фактическим положением интервала перфорации может быть осуществлен локатором муфт (ЛМ), индукционным дефектомером (ДСИ) и электротермометром.



**Рис. 47.** Пример контроля фактического положения интервала перфорации с помощью ЛМ, ДСИ и термометрии

1, 2 – кривые термометрии до и после перфорации; 3, 4 – основная и вспомогательная кривые НГК; 5 – кривая контроля интервала перфорации локатором муфт; 6 – кривая индукционного дефектомера

интервала перфорации и осуществляется стандартными термометрами. Регистрацию температуры осуществляют при спуске и подъеме термометра для более точного определения положения интервала перфорации. Интервал времени между последним отстрелом перфоратора и регистрацией температуры не должен превышать 3 ч, а полное время прострелочных работ – 5 ч. Определение фактического положения интервала перфорации внутри ранее простреленного интервала осуществляется только с помощью термометрии.

Термометрия после перфорации имеет еще один важный аспект: она дает информацию об отклике пласта на кратковременное интенсивное воздействие и позволяет судить о качестве прострелочных работ до испытания скважины. На рис. 47 приведены результаты контроля фактического положения интервала перфорации с помощью различных геофизических методов.

ЛМ может быть использован при вскрытии пластов любым из стреляющих перфораторов.

ДСИ используют только в случае применения мощных бескорпусных перфораторов, создающих трещины в стенке обсадной трубы или увеличивающих диаметр обсадной трубы в интервале перфорации.

Термометрия применяется для исключения грубых ошибок в местоположении ин-

## Глава 14. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН

*Даны фактические результаты испытания скважин в колонне. Показано, что в зависимости от процессов в пластах эффективными оказываются самые различные способы их стимулирования: от повторной перфорации до разрыва порохowymi генераторами давления.*

При заканчивании скважин под влиянием процессов дилатансии породы-флюидоупоры в ПЗП могут преобразовываться в псевдоколлекторы, для которых характерны большая амплитуда самопроизвольной поляризации (ПС), сужение ствола скважины (табл. 19). Это может привести к межпластовым перетокам и осложнению как разведки залежей, так и эксплуатации скважин.

Таблица 19

**Результаты испытания\* объектов Новопортовской площади с прискважинной зоной, характеризующейся дилатансией породы**

Номер скважины	Интервал перфорации, м	Тип перфоратора	Количество отверстий	Характеристика объекта	
				ПС, мВ	БК, Ом·м
132	2656-2666	ПКСУЛ 80	120	100	140
	2620-2629	ПКСУЛ 80, ПКС 105	84	95	150
	2550-2555	ПКО 89	60	33	30
123	2010-2020	ПКСУЛ 80	120	45	55
109	2464-2475	ПКСУЛ 80	132	30	20
117	2070-2084	ПКСУЛ 80	168	20	20

\*Во всех случаях притоки флюида не получены.

Как показывает опыт, при невозможности получить приток из испытываемого дилатансию объекта после проведения однократной перфорации (независимо от соотношения давлений в пласте и скважине) с использованием любых современных стреляющих перфораторов от дальнейших воздействий на такой объект следует отказаться.

Слабый, затухающий по экспоненте или пульсирующий приток отражает сильное взаимодействие фильтрующегося флюида с поверхностью обломков пород и минералов, что соответствует явлению облитерации, которая является следствием хемосорбции. Хемосорбированные частицы флюида с адсорбционными центрами обломков пород и минералов могут образовывать различные по прочности и электронейтральности связи. В подавляющем большинстве случаев хемосорбция сопровождается приобретением хемосорбированной частицей вместе со своим адсорбционным центром дипольного момента, который имеет чисто квантово-механическое происхождение и величина которого на несколько порядков превышает величину



ну дипольного момента, индуцируемого при физической адсорбции. В качестве адсорбционных центров в минералах могут выступать электроны, дырки, дислокации и всякого рода внедренные в поверхность твердого тела инородные атомы. Вследствие этого прочность связи адсорбированной частицы с адсорбционным центром определяется природой и предысторией пород, минералов и насыщающего флюида. Соответственно и возможность ликвидации хемосорбции определяется теми же факторами.

В одних случаях релаксация напряжений в породе, восстановление температурного поля и расформирование зоны проникновения обеспечивают значительное снижение хемосорбции и, как следствие, рост продуктивности скважины. Поэтому испытания, проведенные непосредственно после завершения строительства скважины и после длительной выстойки ее могут привести к совершенно различным оценкам продуктивности объекта. В других случаях хемосорбция может быть ликвидирована многократной знакопеременной фильтрацией флюида. Эффективным может оказаться кратковременное интенсивное воздействие на породу, к которому могут быть отнесены торпедирование и перфорация с использованием проточно-взрывной аппаратуры. При этом и повторная перфорация (стреляющими перфораторами) может быть использована в качестве способа преобразования характера взаимодействия в системе породе – насыщающий флюид.

По воздействию на прискважинную зону перфорация близка к торпедированию, поскольку и в том и другом случае порода подвергается кратковременным интенсивным нагрузкам. Более длительный действующий на породу и насыщающий флюид импульс можно получить используя пороховые генераторы давления (ПГДБК) или пневмоимпульсные генераторы, способные раскачивать столб жидкости в скважине (ГИДП) и оказывать на вскрытый пласт импульсно-волновое воздействие на сверхнизких частотах. Для этих же целей применяют и струйные насосы, с помощью которых создают знакопеременную фильтрацию в пласте. Все перечисленные способы в той или иной мере способны восстанавливать проницаемость породы при достаточно большом сечении фильтрационных каналов и становятся малоэффективными, если радиус канала соизмерим с толщиной слоя хемосорбированных частиц флюида.

В табл. 20 в качестве примера приведены данные по испытанию объектов в разведочных скважинах Приобского нефтяного месторождения с использованием различных способов интенсификации.

**Результаты работ по вскрытию и интенсификации притоков в разведочных скважинах Приобского нефтяного месторождения**

Номер скважины	Интервал перфорации, м	Пласт, насыщение	Тип перфоратора; количество отверстий	Результат испытания после перфорации	Работы по интенсификации	Результат испытания после интенсификации
295	2732-2738	АС <sub>12</sub> , нефть	ПКСУЛ 80; 76	“Сухой” при МСУ 1010 м	Гидросвабирование в среде раствора СаСl <sub>2</sub> , 50 циклов	“Сухой” при МСУ 1427 м
260	2684-2709	АС <sub>12</sub> , нефть	ПКС 105; 200	1,9 т/сут при СДУ 856 м	1. Повторная перфорация в среде раствора СаСl <sub>2</sub> – ПКС 105, 200 отв	8,1 т/сут при СДУ 1168 м
					2. ПГДБК 30 – 50 кг	
					3. МПД, 45 циклов	
419	2681-2691	АС <sub>12</sub> , не ясно	ПКС 80; 120	0,5 т/сут при СДУ 1484 м	Повторная перфорация в среде технической воды – ПКС 80, 189 отв	5,3 т/сут при СДУ 1383 м
429	2451-2460	АС <sub>11</sub> , нефть	ПКС 80; 108	10,8 т/сут при СДУ 860 м	Пневмоимпульсная обработка - ГИДП	13,1 т/сут при СДУ 906 м
238	2458-2472	АС <sub>11</sub> , нефть	ПКС 80; 182	5,4 т/сут при СДУ 1535 м	1. Повторная перфорация в среде раствора СаСl <sub>2</sub> – ПР 43, 140 отв.	8,7 т/сут при СДУ 1488 м
					2. Торпедирование – ТШ 35	
611	2724-2759	АС <sub>12</sub> , не ясно	ПКС 80; 385	Слабый приток при МСУ 1058 м	1. Повторная перфорация	1,2 т/сут при депрессии 8 МПа
					2. Обработка струйным насосом	

Примечания. МСУ – максимальное снижение уровня жидкости в скважине; СДУ – средний динамический уровень жидкости в скважине; ТШ – торпеда шнуровая.

Как следует из таблицы, в разведочных скважинах эффективной оказывается и повторная перфорация, и пороховые генераторы давления, и пневмоимпульсное воздействие (для коллекторов с достаточно большим сечением фильтрационных каналов).

## **Часть IV. ВСКРЫТИЕ И ОПРОБОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ИХ ТЕХНОГЕННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ**

Система “скважина-пласт” является неравновесной. Все изменения в ней зависят от соотношения температур, давлений, от характеристик промывочных жидкостей, состава пород, неоднородности пластов, свойств коллекторов и насыщающих их флюидов. Коллекторские свойства пластов меняются в этих условиях по-разному при разбуривании пласта, вскрытии его перфорацией, интенсификации и в процессе испытания скважин. Они могут возрастать на один-два порядка или снижаться вплоть до прекращения притоков флюидов. Как правило, бурение скважин вызывает снижение свойств коллекторов и продуктивности скважин. Процессы заканчивания, особенно испытания и интенсификации, направлены на улучшение качества коллекторов и увеличение продуктивности скважин. Решающее влияние на свойства коллекторов в этой системе оказывают динамические условия, среди которых следует выделить изменение давлений и температур.

Ухудшение качества коллекторов в призабойной зоне во многом определяет эффективность разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Чем менее снижены свойства коллекторов в призабойной зоне пласта в процессе бурения, крепления, вскрытия и испытания, тем более высокой продуктивностью характеризуется скважина. Чтобы выяснить, как происходят эти изменения, рассмотрим особенности технологий вскрытия продуктивных пластов и подготовки скважин к эксплуатации, масштабы изменений, процессы, происходящие в пластах, и возможность влияния на них и регулирования проницаемости коллекторов и продуктивности скважин.

## **Глава 15. ВСКРЫТИЕ И ИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ В РАЗЛИЧНЫХ ГЛУБИННЫХ УСЛОВИЯХ**

---

*Рассмотрены особенности и эффективность вскрытия пластов месторождений Западной Сибири в связи с глубинной зональностью, обобщены результаты бурения, перфорации и вызова притоков флюидов из скважин, выявлены общие черты вскрытия продуктивных пластов-коллекторов.*

Первое месторождение природного газа открыто в Западной Сибири в 1953 г., нефти – в 1960 г. С тех пор было вскрыто и испытано более 15 тыс. объектов. Динамика результатов вскрытия и испытания скважин с 1961 по 1985 г. по пятилеткам показывает, что абсолютное количество скважин, в которых получена нефть и вода, растет. Число нефтяных скважин составило 33,9 % из числа испытанных. На уровне 10,2-13,6% в каждые пять лет находилось число скважин, давших смешанный приток, в 8,8-15,3% случаев притоки флюидов при испытаниях не получены. Соотношение сухих и продуктивных объектов сохранялось по годам постоянным, что при усложнении геолого-технических условий и освоении более глубоких горизонтов можно объяснить совершенствованием методов вскрытия и интенсификации. В последние годы на месторождениях региона объемы бурения и перфорации снизились в 5,5 раза. Осуществляется проходка поисковых, разведочных, оценочных, добывающих, нагнетательных, водозаборных и поглощающих скважин.

Особенности вскрытия и опробования коллекторов, включая процессы интенсификации и испытания скважин, определяются сведениями о конкретных геологических условиях, строении залежей, характере флюидов, свойствах коллекторов и протекающих в них физико-химических процессах. На выбор технологических приемов заканчивания скважин значительное влияние оказывает и общая геолого-геохимическая обстановка района, и тенденции изменения качества коллекторов с глубиной.

### **15.1. Вскрытие пластов как функция глубинной зональности**

При заканчивании скважин обычно используются комплексы мер, направленные на снижение загрязнения призабойной зоны пласта, на максимальное восстановление коллекторских характе-

ристик и получение притока углеводородов. Эти меры неодинаковы в глубинных зонах коллекторов. Различная технология вскрытия, вызова притока и опробования обусловлена тем, что с глубиной снижаются коллекторские свойства, меняются типы пород-коллекторов, характер распределения минералов, особенности изменения температуры и давления и, в конечном итоге, величина залежей, энергетические возможности пластов и коэффициенты гидродинамического совершенства, или степень извлечения продукта из скважины.

В близповерхностных горизонтах мезозоя, в верхней глубинной зоне центральной части Западной Сибири пластовые давления ниже гидростатических на 1-5%, на Ямале – до 15%. В залежах отмечаются давления, близкие к гидростатическим или слегка избыточные. Коллектор первично-поровый, различно уплотненный, иногда рыхлый, имеет высокую литологическую однородность. Средние величины открытой пористости превышают 20%. Преобладающий глинистый минерал – монтмориллонит. Коэффициент гидродинамического совершенства ( $K_c$ ) в среднем составляет 0,9-1, достигает 8-13. После перфорации часто получают водонефтяную продукцию.

Комплекс ГИС в этой зоне позволяет без затруднений определить фильтрационно-емкостные свойства пластов и их насыщение. Поэтому задачи вскрытия пластов сводятся к обоснованию потенциальной и удельной продуктивности и к определению состава и характеристик пластовых флюидов. Важное значение как при бурении, так и при перфорации имеет борьба с выносом песка, с предотвращением отрицательного влияния эффекта разбухания монтмориллонита.

В однородных низкопроницаемых коллекторах этой зоны, содержащих окисленные высоковязкие нефти, отрицательное влияние на продуктивность скважин оказывает конусообразование. Чем ниже проницаемость коллектора, выше вязкость нефти, меньше толщина нефтенасыщенного слоя, тем интенсивнее проявляется этот эффект. Слоистость, анизотропия по проницаемости, наличие литологических экранов снижают влияние конусообразования. На месторождениях севера и востока Западной Сибири, содержащих высоковязкие нефти, используются различные методы интенсификации, позволяющие получить оптимальные притоки из таких залежей.

Перфорация в верхней зоне обеспечивает гидродинамическую связь в системе “скважина-пласт”, что дает возможность получать устойчивые однофазные притоки флюидов. Применение мощных перфораторов возможно при условии качественного цементирова-

ния колонны до устья скважины. Предпочтительно использование промывочных и перфорационных жидкостей с хлористым кальцием. Оптимальная плотность перфорации составляет не более 5-6 отв/м.

В средних горизонтах (вторая зона), в пластах группы Б соседствуют коллекторы различных типов: от первично-поровых до вторично-порово-трещинных. Среднестатистические значения открытой пористости здесь составляют 15-20%, пластовые давления равны гидростатическим или меньше них на 2-4%; в скоплениях углеводородов  $P_{пл}/P_z > 1$ . Средние величины  $K_c$  составляют 0,65.

В этой зоне довольно часто существующие технологии вскрытия и опробования являются оптимальными, но они могут быть дифференцированы в зависимости от конкретных параметров и моделей пластов. Наряду с задачами, решаемыми при вскрытии верхней зоны, большую роль здесь начинает играть определение положения межфлюидальных контактов ввиду высокой обводненности и пестрой флюидонасыщенности этих зон. Поэтому важное значение имеет изоляция пластов коллекторов, раздельное вскрытие нефтеносных, водоносных коллекторских горизонтов и интервалов, имеющих промежуточную оценку характера насыщения флюидов по данным ГИС. Высокую информативность имеет контроль этих параметров методами ГИС и испытания в открытом стволе и в колонне.

В зависимости от направления и величины перепада давления в этой глубинной зоне используется вторичное вскрытие при депрессии, репрессии на пласт и равновесии пластового и гидростатического давлений. Важное значение в зоне имеет выбор интервала перфорации и типоразмера перфоратора. При увеличении толщины глинистых прослоев, отделяющих залежь углеводородов от водоносных горизонтов, правилом является использование перфораторов с более высокой пробивной способностью и увеличение интервалов перфорации.

На месторождениях с высокой обводненностью имеются значительные по толщине переходные зоны, в которых можно выделить различные по нефтенасыщенности локальные зоны. Водонасыщенную зону снизу вверх сменяют зоны с остаточной нефтью, совместного притока воды и нефти, недонасыщения порового объема залежей нефтью и предельного насыщения нефтью. Толщины зон достигают нескольких метров. Например, залежь в викуловской свите Краснотенинского района отличается тем, что 80% ее объема расположено в зоне недонасыщения порового объема нефтью. При испытании разбуривших залежь скважин были получены совместные

притоки нефти с пластовой водой. Значительные по объему зоны недонасыщения нефтью известны на месторождениях Вартовского, Сургутского, Мегионского, Уренгойского районов.

В залежах с зонами недонасыщения нефтью с целью повышения эффективности выработки запасов, наряду с щадящими методами перфорации, большое значение приобретает комплексирование с водоизоляционными работами, с глубокой гидрофобизацией порового пространства коллекторов призабойной зоны пластов.

Результаты водоизоляционных работ на десятках объектов, выполненных с применением гидрофобизаторов (5-10%-ного раствора ЭГС-40 в дизельном топливе и др.), позволили снизить притоки воды. Наибольшая эффективность фобизации коллекторов наблюдается в пластах с коэффициентом водонасыщенности  $K_{60} < 0,45$ ; она снижается с повышением  $K_{60}$  до 0,65. При  $K_{60} > 0,65$  получить промышленный приток нефти практически невозможно.

Пласты-коллекторы с переходной нефтеводоносной зоной и подошвенной водой перфорируются кумулятивными корпусными перфораторами типа ПКО, ПКО(Е), ПНКТ, ПК за один спуск в интервал прострела с минимальной плотностью или сверлящими перфораторами ПС-112. Однородные нефтеводонасыщенные пласты с подошвенной водой вскрываются теми же перфораторами на 25% толщины пласта, но не менее 1 м.

В нижних горизонтах (третья и четвертая зоны), чаще сложенных юрско-валанжинскими отложениями, преобладают вторично-порово-трещинные и трещинные коллекторы с высокой неоднородностью. Среднестатистические величины открытой пористости не превышают 5-15%. Пластовые давления равны гидростатическим или выше них с коэффициентом аномальности до 2,02-2,12; в скоплениях углеводородов они равны 0,9-2,2. Здесь широко развиты участки разуплотнения с аномально-высокими пластовыми давлениями. Пласты, сходные по составу с залегающими выше, имеют низкие фильтрационно-емкостные свойства, в них важную роль приобретает нелинейный характер изменений продуктивности, обусловленный трещиноватостью и протекающими при вскрытии физико-химическими процессами.  $K_c = 0,3-0,6$ .

Наряду с задачами определения продуктивности и состава пластовых флюидов на первый план выступает выявление критериев коллектор-неколлектор. Это значит, что ведущей технологией является вскрытие на депрессии с обязательным применением "очистных" операций, методов интенсификации, контроля перфорации и

оценки изменения давлений и температур. Вызов притока зачастую в Сургутском и Красноленинском районах осуществляется с учетом завершения релаксационных процессов в пласте. Положительную роль здесь, в отличие от верхней зоны, играет увеличение плотности перфорации до 20-40 отв/м, вторичная перфорация в кислотной среде или с применением перфорационных жидкостей с ацетоном, ПАВ и другими реагентами. Используется вскрытие открытым стволом. В этих зонах преобладают плотные породы. В них практически нет значительных скоплений монтмориллонита, а значит, отсутствуют эффекты, связанные с его разбуханием, с выносом песка, и нет необходимости в соответствующих технологиях.

В целом высокие показатели эффективности вскрытия продуктивных пластов-коллекторов бурением и перфорацией наблюдаются в верхней-средней зонах на глубинах до 2,3-2,5 км в Уренгойском, Нижневартовском и Мегионском районах. Более низкие они в юрско-валанжинских отложениях третьей и четвертой глубинных зон в Ямальском, Красноленинском и Сургутском районах.

## 15.2. Особенности бурения

Вскрытию пластов бурением с минимальным техногенным изменением коллекторских параметров и максимальным сохранением естественной продуктивности уделяется в Западной Сибири большое внимание, особенно на тех месторождениях, где значительная часть запасов приурочена к низкопроницаемым коллекторам и является трудноизвлекаемой. При этом используется целый комплекс мероприятий. Успешность работ, например, в Уренгойской группе месторождений на глубинах до 3,0 км достигнута благодаря разбуливанию интервала продуктивных пластов высокостойкими низкооборотными долотами одним долблением (без проведения спуско-подъемных операций) при низких гидродинамических давлениях в процессе промывки и вследствие применения полимерглинистых растворов с малым содержанием твердой фазы (А.В.Григорьев).

Одним из факторов, оказывающих отрицательное влияние на эффективность вскрытия, является поглощение промывочных жидкостей. Новая технология работ по изоляции зон поглощения заключается в том, что при приближении в процессе бурения к поглощающему высокотемпературному горизонту в промывочную жидкость в количестве 2-4% от ее объема вводят гранулированный пе-



нопласт с диаметром гранул 0,2-0,4 мм, который предотвращает проникновение раствора вглубь пласта. После перфорации в этот горизонт закачивают ацетон, который в течение 6 ч растворяет пенопласт.

С целью повышения качества заканчивания скважин бурение продуктивного интервала в Нижневартовском районе осуществляется на репрессии, не превышающей 5% от величины пластового давления.

Технология заканчивания скважин изменяется по мере выхода в глубокие горизонты (3-я и 4-я глубинные зоны) с более низкопроницаемыми коллекторами. Например, в Красноленинском районе вскрытие бурением производится с применением раствора плотностью 1,16-1,31 г/см<sup>3</sup>, при этом репрессия на пласт достигает 16-31% от пластового давления. Стволы скважин закрепляются колонной обсадных труб и цементируются. После перфорации раствор меняется на воду. Данная технология дает положительный результат, если скважина вскрывает хорошо проницаемые линзы коллекторов с дебитом 36-180 м<sup>3</sup>/сут. В остальных случаях вызов притока осуществляется путем создания депрессии или снижения давления в скважине.

Подтверждена в Западной Сибири и значительная роль конструкции скважин в получении притоков нефти при вскрытии залежей (в Мегионском и Красноленинском районах и в Салымской группе месторождений, 3-я и 4-я глубинные зоны).

Залежи Салымского месторождения расположены на глубинах 2775-2780 м. Они приурочены к верхнеюрским трещинным и порово-трещинным коллекторам в плотных ненабухающих в воде битуминозных аргиллитах баженовской свиты с зонами АВПД.

Вскрытие бурением сопровождается притоками, поглощениями жидкости, закрытием трещин, что заставляет применять растворы плотностью 1,66-1,7 г/см<sup>3</sup>. Более низкие и высокие плотности приводят к снижению продуктивности скважин. Из скважин, испытанных через зацементированную перфорированную обсадную колонну, получены слабые притоки нефти или они отсутствовали вовсе. Поэтому с 1972 г. используется вскрытие пластов открытым стволом с разгрузкой стенок скважин и с установкой хвостовика-фильтра. В основном фонтанные притоки получены из скважин, в которых продуктивный пласт не был закреплен колонной труб. Скважины осваивались путем плавного создания депрессии в результате перехода с глинистого раствора на воду и нефть, так как с помощью

утяжеленных промывочных жидкостей образуются низкие депрессии, недостаточные для получения оптимальных притоков флюида.

На производительность скважин влияет отношение размера открытой части ствола к толщине продуктивного пласта, оптимальным является отношение 1,2-2,0. При этом, чем меньше толщина вскрытых подстилающих пород тюменской и абалакской свит, тем выше продуктивность скважин. Это можно объяснить различной сжимаемостью пород в незакрепленной колонной ПЗП, но более вероятно тем, что подстилающие породы представляют зоны оптимальных поглощающих коллекторов (Н.А. Минский) и в них уходит часть потоков нефти.

На 40% скважин, не закрепленных обсадной колонной в продуктивном интервале, выявлена связь между коэффициентом продуктивности и отношением эффективной толщины коллектора к мощности продуктивного комплекса, которое с учетом плотности или пористости горных пород, по существу, представляет величину разгрузки горного давления. При значении ее выше  $2,5 \cdot 10^{-3}$  коэффициент продуктивности резко возрастает. Это, очевидно, обусловлено тем, что при бурении в ПЗП у стенок скважин появляется сеть флюидопроводящих микротрещин.

При вскрытии коллекторов бурением в более глубоких слоях учитывалась возможность изменения проектных параметров коллекторов в зависимости от конкретных термобарических условий в недрах. В качестве примера может служить Тюменская сверхглубокая скважина СГ-6, заложенная в Надым-Пурской нефтегазоносной области в 60 км к востоку от Уренгойского газоконденсатного месторождения с проектной глубиной 8000 м с целью изучения разреза и прогноза нефтегазоносности глубоких горизонтов. Бурение ее осуществлялось с использованием установки "Уралмаш 15000 М". До отметки 6195 м ствол скважины закреплен обсадной колонной диаметром 244,5 мм. Температура на глубине 5 км равна 140°C, на забое она составляет 220°C. Для сравнения следует отметить, что в Кольской сверхглубокой скважине на глубине 7800 м температура не превышала 123°C. Большие осложнения возникали при разбуривании горизонтов с АВПД в вулканогенных отложениях нижнетриасового возраста (красноселькупская серия). Пластовое давление, измеренное на глубине 6530 м, составляет 124 МПа, что соответствует коэффициенту аномальности 1,87-1,89, не предусмотренному в проекте. На глубине 5-6 км выявлены зоны коллекторов в осадочной и эффузивной толщах с пористостью 20% и проницаемостью 0,6 фм<sup>2</sup>.

Это подтверждает наши представления о закономерном характере разуплотнения и означает, что на данной глубине возможно существование залежей, для вскрытия которых следует разрабатывать соответствующую технологию.

Большое значение при вскрытии продуктивных интервалов бурением играет подбор промывочных жидкостей.

Для уменьшения потерь проницаемости коллекторов, снижения набухания и загрязняющего воздействия на них в Западной Сибири, как и в других регионах, применяются нефтяные эмульсии, суспензии, аэрированные жидкости, пены и даже продувка скважин газом. Наиболее широкое применение получили буровые растворы: водно-глинистые, в том числе с добавками КМЦ и ГКЖ-10, углеводородные без твердой фазы, углеводородные, утяжеленные мелом, инвертно-эмульсионные с баритом, полимерные с эфирами целлюлозы (КМЦ, КМОЭЦ, тилоз), полиакриламид и полиэтиленоксид. Используются также газонасыщенные растворы на полимерной основе с газообразной смесью, в результате реакции между компонентами которой выделяется азот. Разработан безизвестковый раствор на углеводородной основе.

В последние годы в связи с истощением месторождений бентонитовых глин возрос интерес к другим видам минеральных наполнителей для буровых растворов. Реализуются рецептуры, в которых вместо глин применяется асбест, гипс, силикаты, фосфорно-кислые соли, торф, сапропели, отходы различных производств. Однако эти наполнители имеют один общий недостаток – их частицы грубодисперсны и не образуют между собой структурных связей, подобных связям между глинистыми частицами.

Более дисперсными материалами среди природных веществ являются мел и тальк. Известен ряд водно-меловых растворов, обладающих достаточной стабильностью, но они редко используются для вскрытия нефтяных пластов. Изучено влияние мела как наполнителя в растворах на углеводородной основе. При введении до 10% мела растворы обладают минимальной фильтрацией ( $0,5-1 \text{ см}^3$ ), снижается их динамическая вязкость. Плотность их равна  $1,05-1,10 \text{ г/см}^3$ , но они могут быть утяжелены баритом до  $1,5-1,6 \text{ г/см}^3$ . Содержание воды в этих системах не должно превышать 2,5%, так как мел является материалом гидрофильным. При гидрофобизации с помощью ПАВ или полимеров устойчивость растворов к обводнению может быть повышена.

Наиболее интенсивно снижает проницаемость пород глинистый раствор на водной основе, а менее всего – углеводородный с минимальным содержанием твердой фазы. Среди утяжеленных растворов наибольшую кольматацию вызывают растворы на углеводородной основе с мелом, поскольку размер меловых частиц в 3-5 раз меньше, чем баритовых. Но снижение проницаемости, вызванное применением мела, легко устраняется при последующей кислотной обработке продуктивной зоны пласта (Г.М.Худякова и др.).

На разработанном в регионе безизвестковом растворе на углеводородной основе из высокоокисленного битума (18-20%) с натриевыми мылами, с твердой фазой из барита и мела, стабилизированной за счет добавок кремнийорганической жидкости, вскрыты десятки месторождений нефти и газа с коллекторскими горизонтами от сеноманских рыхлых и высокопроницаемых до верхнеюрских плотных с различной фильтрацией. Эффективными для вскрытия нефтяных месторождений Нижневартовского района оказались стабилизированные обратные эмульсии, которые приводят к минимальному снижению проницаемости объектов. Роль регуляторов плотности выполняют барит, мел, сидерит. Стабильность обеспечивают гидрофобные глины, окисленный битум, аэросил, необходимую фильтрацию – окись кальция, битум, мел. В качестве структурообразователя растворов применяют алюмоорганические соединения.

Широко используются глиносодержащие буровые растворы на водной основе. Часто разбуривание верхних глинистых толщ осуществляется с промывкой водой, и глинистый раствор нарабатывается за счет содержащих глинистый материал горизонтов. Такие промывочные жидкости приводят к снижению свойств пород прискважинной зоны вследствие кольматации и проникновения фильтра в пласт. Например, в Шаимском районе на Мортимья-Тетеревском и ряде других месторождений проникновение в пласт фильтра и твердой фазы является основной причиной ухудшения проницаемости прискважинной области пласта.

С использованием глиносодержащих промывочных жидкостей плотностью  $1,9 \text{ г/см}^3$  и водоотдачей до  $7-8 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$  производится вскрытие юрско-валанжинских пластов (ачимовская и тюменская свиты) в центральных районах, изобилующих зонами АВПД. В качестве утяжелителя зачастую применяется барит. Для перевода барита в карбонат кальция на него воздействуют 6%-ным раствором кальцинированной соды, после чего производится обработка прискважинной зоны пласта 8%-ной соляной кислотой.

На ряде скважин Нижневартовского района, на Самотлорском и близлежащих месторождениях для вскрытия перспективных интервалов на нефть использовались безглинистые растворы, в скважинах, где нижнемеловые неокомские пласты имеют высокие коллекторские свойства – растворы на нефтяной основе. С их применением разбуривались продуктивные интервалы в юрских пластах битуминозных глинистых пород Салымской группы месторождений. Реже при вскрытии использовались промывочные жидкости на основе полимерных материалов, которые обеспечивали повышение скорости бурения и устойчивость стенок скважин. Существует мнение (Хейфиц и др., 1993), что гидрофилизирующие свойства фильтратов жидкостей на полимерной основе способствуют увеличению смачиваемости поверхностей поровых каналов коллектора водой и снижению фазовой проницаемости по нефти. Эти жидкости предпочтительно использовать в глубоких горизонтах.

В верхних горизонтах для предотвращения набухания глинистых минералов в ряде случаев применялись водные растворы солей и химреагентов. Надо отметить, что их использование иногда приводит к снижению эффективной газопроницаемости сильнее, чем при бурении с промывкой водой. Особенно высокими закупоривающими свойствами отличаются составы, содержащие КМЦ (3%) и  $\text{CaCl}_2$  (2%). Поэтому в газовых скважинах обработка призабойной зоны ПАВ вряд ли целесообразна.

Средняя плотность использующихся в Западной Сибири буровых растворов составляет  $1,1-1,3 \text{ г/см}^3$ , в глубоких горизонтах и зонах АВПД – до  $1,9-2,0 \text{ г/см}^3$ ; водоотдача – до  $7-8 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ .

При цементировании скважин в Западной Сибири применяются растворы, обладающие высокой концентрацией ионов кальция и гидроокиси и, как правило, высокой водоотдачей. Эти растворы, как и промывочные жидкости, снижают фильтрационно-емкостные свойства ПЗП.

Значительное влияние при вскрытии бурением оказывает репрессия на пласт. Для оценки качества вскрытия пласта бурением в зависимости от репрессии на пласт выполнен анализ результатов вскрытия и испытания при бурении в открытом стволе юрских и нижнемеловых пластов (тюменская свита, группа АС, ВС, АВ, БУ и викуловская свита) в Нижневартовском, Сургутском, Уренгойском, Ямальском, Красноленинском и Шаимском районах. По результатам анализа построены графики зависимости коэффициента гидродинамического совершенства ( $K_c$ ) от репрессии на пласт (или от пре-

вышения давления столба промывочной жидкости над пластовым). Оказалось, что  $K_c$  резко понижается с ростом репрессии: увеличение репрессии на 20-35% приводит к снижению  $K_c$  на 0,25-0,3.

Выявлена связь изменений этого коэффициента при репрессии с характеристиками пласта, прежде всего, пористостью, проницаемостью и с геофизическими параметрами, отражающими свойства коллекторов, характер их насыщения и состояние призабойной зоны пласта.

В целом комплекс факторов, благоприятных для сохранения естественной продуктивности пластов при использовании глинистого бурового раствора, обеспечивается высокой скоростью бурения, изолирующей способностью полимерной пленки, совместимостью вод раствора и пласта, отсутствием в растворе твердых частиц, способных проникнуть в пласт.

Применение для первичного вскрытия продуктивного пласта безглинистых, полимерных растворов, эмульсий, добавок, а также малоиспользующихся в регионе двух- и трехфазных пенных систем в 10-15 раз сокращает этап освоения скважин и затраты, связанные с проведением работ по их освоению.

### **15.3. Вторичное вскрытие пластов**

Качественное вскрытие пластов перфорацией предполагает не только создание надежной гидродинамической связи скважины с пластом-коллектором, но и сохранение конструкции скважины. Оно имеет важное значение для установления потенциальных дебитов, состава флюида, положений межфлюидальных контактов (ВНК, ГВК, ГНК) и для определения эффективных мощностей коллекторов. Вскрытие пластов осуществляется перфораторами, спускаемыми в скважину на кабеле или насосно-компрессорных трубах.

Различают четыре основных метода вскрытия: при депрессии (давление в скважине ниже пластового), репрессии (давление в скважине выше пластового), равновесии (давление в скважине равно пластовому) и комбинированный метод, включающий вскрытие пласта при репрессии и дополнительную перфорацию при депрессии. Вскрытие при депрессии и равновесии требует герметизации устья скважины и применения малогабаритных перфораторов или перфораторов, спускаемых на НКТ.

При вскрытии пластов перфорацией учитывается необходимость решения ряда задач: изучение продуктивности различных по свойствам коллекторов; определение положения водонефтяных контактов, выявление режима залежей; изучение водоносности пластов, гидрогеологической характеристики и минерализации пластовых вод.

Вскрытие перфорацией и испытание проводятся в скважинах, закрепленных эксплуатационной колонной. Поисковые, разведочные, оценочные, добывающие и нагнетательные скважины чаще всего крепятся обсадными колоннами с внутренним диаметром 118-152 мм. Подъем цемента за колонной достигает кондуктора. В поглощающие и водозаборные скважины спускаются колонны диаметром 118-132 мм. Герметичность колонн устанавливается опрессовкой внутренним давлением 10-20 МПа путем нагнетания технической воды.

Перфорация колонны в намеченном интервале проводится кумулятивными перфораторами ПК103, ПКС105, ПК95Н, ПК073, ПКС80, ПК089 с использованием зарядов ЗПК103, ЗПК95Н, ЗПК80, ЗПК089, ЗПКС80, ЗПК073 и других. Плотность прострела от 4,3 до 50 отв/м с общим количеством простреленных отверстий в одном интервале от 30 до 600.

Для вскрытия глубокозалегающих юрско-валанжинских пластов применялись более мощные перфораторы, чем в верхних горизонтах (ПР43, ПР54 и др.).

На участках с возможными поглощениями раствора или повышенной обводненностью залежей гидродинамическая связь пласта-коллектора и скважины создается с помощью сверлящей и гидропескоструйной перфорации.

Средняя плотность перфорации составляет 10-12 отв/м. В неглубокозалегающих горизонтах, сложенных однородным коллектором, насыщенным газом, она ниже – до 6 отв/м. В низкопроницаемых коллекторах глубоких горизонтов плотность перфорации увеличивается до 20-60 отв/м. Роль плотности перфорации возрастает с увеличением вязкости нефти, неоднородности (расчлененности и прерывистости) пластов, а также с ухудшением литолого-физических и фильтрационных свойств коллекторов.

При перфорации устье скважины оборудуется перфорационной задвижкой. Колонна заполняется глинистым раствором плотностью 1,16-1,20 г/см<sup>3</sup> и более высокой в глубоких горизонтах, с вязкос-

тью 28-35 с, водоотдачей 5-8 см<sup>3</sup>/30 мин. Эти условия обеспечивали противодавление на пласт при его вскрытии.

Вскрытие пластов на депрессии осуществляется в скважинах с избыточным давлением на начальной стадии разработки месторождений, при капитальном ремонте скважин, находящихся в первом ряду добычи по отношению к нагнетательным скважинам, а также во всех других случаях, когда работа скважины предполагается в фонтанном режиме.

Величина депрессии на пласт при вторичном вскрытии зависит от физических свойств пластов, их пористости, глинистости, значений  $\alpha_{nc}$ . В интервалах, сложенных мелко- и среднезернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами с пористостью 8-20%, глинистостью 0,3-0,5 и  $\alpha_{nc}$  0,4-0,6, величина депрессий колеблется от 4 до 14 МПа. В пластах, состоящих из мелкозернистых песчаников и средне-крупнозернистых алевролитов с пористостью 18-20%, глинистостью 0,1-0,4,  $\alpha_{nc} = 0,55-0,9$ , она равна 1,5-4,0 МПа. При выборе значений депрессии учитываются прочностные свойства пород и обсадной колонны, а также качество цементного камня. Перед вскрытием на депрессии ствол скважины промывается водой с последующей заменой на облегченную жидкость (нефть, солянка, ИЭР, РНО, ПАВ, пена и т.п.), или часть ствола освобождается от воды и заменяется газом до допустимой для данного коллектора депрессии. Вскрытие пластов на депрессии осуществляется перфораторами ПР43, ПРК42, ПНКТ89. В скважину спускаются насосно-компрессорные трубы, устье герметизируется фонтанной арматурой, а при использовании перфораторов типа ПР - и лубрикатором.

При вскрытии пластов на репрессии величина ее обычно не превышает 15% от значений пластового давления, составляющего 2-5 МПа. Перед проведением перфорации в скважину с промывкой опускают НКТ до цементного моста в нижней части обсадной колонны, закачивают 3-5 м<sup>3</sup> воды, обработанной ПАВ, раствор на нефтяной основе или инвертную эмульсию. После этой операции колонна НКТ извлекается из скважины.

Вскрытие при равновесии в системе "скважина-пласт" производится в случаях, когда из-за пониженного пластового давления (на 20% ниже гидростатического), а также из-за малой продуктивности скважины не способны работать в фонтанном режиме. Ствол скважины при этом заполняют такими же жидкостями, как и при перфорации на репрессии. Равновесие достигается подбором уровня и плотности жидкости в стволе скважины.



С целью сохранения целостности эксплуатационной колонны, затрубного цементного камня и предотвращения ухудшения коллекторских свойств прискважинной зоны пласта перфорацию производят не более чем за 2-3 спуска в один и тот же интервал. В зонах ВНК, ГНК и при наличии близкорасположенных водонасыщенных пластов повторный отстрел перфораторами выполняют после оценки состояния колонны и цементного камня за ней.

Выбор интервала перфорации основывается на коллекторских свойствах, характере насыщения предполагаемого продуктивного пласта и его расстоянии до водоносных или газonosных горизонтов. Он производится с учетом неоднородности пласта, направления ствола скважины и необходимости реализации перфорации наклонно-направленных и горизонтальных участков, для которых используются корпусные перфораторы на трубах, простреливающие значительный по толщине интервал за один спуск большим числом зарядов.

Границы интервала перфорации выбираются с учетом погрешности привязки его к разрезу, которая не должна превышать 0,5 м. Обычно значения глубин округляются до 1 м с увеличением интервала вверх и вниз по разрезу.

Выбор типоразмера перфоратора осуществляется с учетом детальных сведений о состоянии цементного камня и обсадных труб, данных о свойствах скважинной жидкости, количестве труб, перекрывающих пласт, наличии локальных препятствий в них. Используются результаты определения предполагаемого насыщения пласта, его толщины, положения флюидных контактов относительно перфорируемого интервала, данные о термобарических условиях. Технические характеристики перфораторов содержат сведения о степени фугасного воздействия их на обсадную колонну и цементный камень. Из рекомендуемой для вскрытия группы перфораторов последовательно исключают те из них, применение которых ограничено из-за низкого качества цементного камня, близкого расположения ВНК и ГНК, наличия значительных дефектов в стенках обсадных труб, недостаточных зазоров между перфоратором и стенкой обсадной трубы.

Для решения основной задачи бурения – оценки потенциальной продуктивности скважины – из оставшихся перфораторов выбирают наиболее производительные и с большей пробивной способностью. При этом учитывают некоторые особенности аппарата. Перфораторы ПНКТ не позволяют опускать приборы в интервал перфора-

ции, перфораторы ПР требуют установки лубрикатора при производстве прострелочных работ. Наращивание плотности перфорации и интенсификации притока при использовании ПНКТ требуют полного подъема НКТ. В скважинах с большим углом наклона (более 30°) и локальными препятствиями в обсадных трубах ПНКТ имеют преимущества по проходимости. Перфораторы ПР не применяются в скважинах, заполненных глинистыми растворами. Вскрытие пластов на депрессии обычно осуществляется перфораторами ПНКТ и ПР.

Использование бескорпусных перфораторов ПКС80, ПР43, ПРК42 на высокообводненных месторождениях Западной Сибири в последнее время начало ограничиваться из-за высокой фугасности зарядов, приводящей к межпластовым перетокам. Широко применяются они при вскрытии низкопроницаемых нефтенасыщенных коллекторов, а также среднепроницаемых с  $K_{ном} \geq 18\%$  и  $K_{пр} \geq 80 \text{ фм}^2$  при высоком качестве цементирования в интервале продуктивного пласта, выше и ниже него, при его удаленности от ближайшего водоносного горизонта не менее 8 м. Более эффективно использование перфораторов ПКС80 и ПРК42 с компенсаторами давления, установленными выше и ниже перфоратора. Корпусные перфораторы (ПКО, ПНКТ, ПК) оказывают на колонну и цементное кольцо меньшее воздействие, чем бескорпусные, поэтому они применяются для оценки продуктивности скважин с близко залегающими водоносными горизонтами, отделенными от нефтеносных пластов глинистыми или другими (например, карбонатно-глинистыми) плотными прослоями толщиной от 4-5 до 8 м. Используются они и в разведочных скважинах для определения уровней ВНК и характера насыщения пластов.

В последнее время на высокообводненных месторождениях с высокой вертикальной проницаемостью пластов Ноябрьского района широко применяются сверлящие перфораторы ПС-112. Они оказывают меньшее воздействие на колонну и цементный камень, положительно влияют на продуктивность при эксплуатации скважин. Эти аппараты используются в первую очередь при вскрытии нефтенасыщенных коллекторов с подошвенной водой, газовой шапкой и близкостелегающими водоносными и газоносными горизонтами, отделенными от нефтеносных интервалов весьма маломощными (1,5-3 м) глинистыми прослоями. Оптимальная плотность вскрытия продуктивных пластов сверлящими перфораторами (Ж.А.Позднеев

и др.) при  $K_{np} = 10-100 \text{ фм}^2$  составляет 5-6 отв/м, при  $K_{np} > 100 \text{ фм}^2$  – 3-4 отв/м.

В центральной части региона используются новые типы прострелочно-взрывной аппаратуры. К ним относятся зарядные модули полной заводской комплектации МПК89 для корпусов к перфораторам ПКО89 и ПНКТ, которые по производительности и технологичности в 5-8 раз превосходят существующие корпусные перфораторы ПКО89, а по пробивной способности – в 1,5 раза. Фугасное действие зарядных модулей на обсадную колонну и цементный камень в 3-5 раз ниже серийных перфораторов ПКО89. Существует модификация модульного перфоратора МПК89 с выходом кумулятивной струи под углом  $30^\circ$ . Перфораторы применяются для вскрытия тонкопереслаивающихся пластов, пластов типа “рябчик” и пластов с резко различающейся степенью проницаемости отдельных прослоев.

Вместо существующих ПР43 внедрены новые малогабаритные перфораторы ПРК42 с неразрушаемым ленточным каркасом, которые по пробивной способности в 1,5 раза превосходят ПР43, а их фугасное воздействие на 30-40% ниже. Перфораторы обладают высокой проходимостью в насосно-компрессорных трубах. Они широко используются и в наклонно-направленных скважинах.

Широкое применение получили малогабаритные корпусные перфораторы полной заводской сборки ПМИ48 с извлекаемым корпусом. Они имеют высокую пробивную способность, которая в два раза больше, чем у ПР43, а фугасное воздействие их на обсадную колонну в два раза ниже. При срабатывании эти перфораторы не оставляют песта в канале. Они рассчитаны на работу в глубоких скважинах, где гидростатическое давление выше 20 МПа.

С целью увеличения притока из пласта в отдельных случаях производились работы по его интенсификации: повторная перфорация, применение пороховых генераторов давления ПГДБК-100, обработка 2%-ным раствором первоцела, 0,5%-ным – дисолвалана, 5%-ным – хлористого кальция, другими реагентами. Количество технологий интенсификации, используемых в Западной Сибири, достигает четырех десятков.

Повторная перфорация чаще всего осуществляется в начале производства работ по интенсификации с применением ПГДБК. Плотность перфорации при использовании корпусных перфораторов ПКО89 (73)Е и ПК105 увеличивается до 18-24 отв/м.

Эта перфорация высокоэффективна совместно с обработкой призабойной зоны пласта кислотой и другими реагентами. Объем

повторной перфорации, сопровождающейся закачкой в интервал продуктивного пласта ПАВ, ацетона, кислот, достигает 40-60% от общего объема вторичного вскрытия.

Повторная перфорация обеспечивает более полное протекание реакции взаимодействия кислоты и других жидкостей с горной породой и тем самым приводит к повышению продуктивности скважины. Продукты реакции кислоты при этом дробятся на мельчайшие частицы и выносятся из скважины. Кроме механического воздействия взрывной волны горные породы, насыщенные кислотой, испытывают термодинамический удар, который сопровождается увеличением температуры и созданием напряженного состояния пород ПЗП, что в конечном счете приводит к более полному течению реакции с кислотой, очищению забоя скважин и возрастанию ее продуктивности. Хороший эффект при вывозе и интенсификации притоков углеводородов дает сочетание перфорации с комбинированными обработками ПЗП.

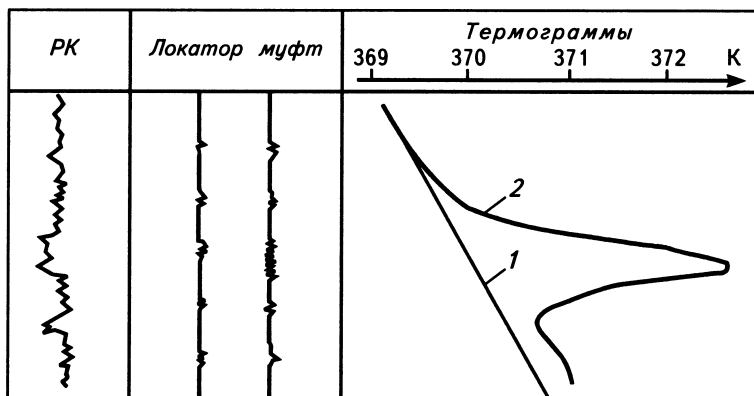
Контроль за фактическим положением интервала перфорации осуществляется локаторами муфт, индукционным дефектомером и электротермометрами. Первые два способа не позволяют оценивать качество гидродинамической связи скважины с пластом после перфорации.

Для исключения грубых ошибок в местоположении интервала перфорации и в случае проведения перфорации внутри ранее простреленного интервала применяется термометрия. По ее данным имеются принципиальные возможности оценивать наличие гидродинамической связи с пластом до вызова притока и сделать вывод о перспективности стимулирования пласта.

В скв. 62 Имилорской площади (рис. 48) вторичное вскрытие произведено перфоратором ПКС80 с плотностью прострела 12 отв/м. Интервал перфорации четко отбивается на кривой магнитной локации и на термограмме.

На скв. 258 Русскинской площади вторичное вскрытие пласта Ю<sub>2</sub> в интервале 2880-2900 м проводилось перфоратором ПКС80 с плотностью прострела 12 отв/м. Кривая магнитной локации не зафиксировала интервал перфорации, а аномалия на термограмме позволила отбить его.

В скв. 74 Восточно-Еловой площади (рис. 49) в процессе перфорации началось перемещение флюида вверх по разрезу. В таких случаях интервал перфорации отмечается четкой термоаномалией, а нагретый флюид образует другой ее пик над интервалом перфора-

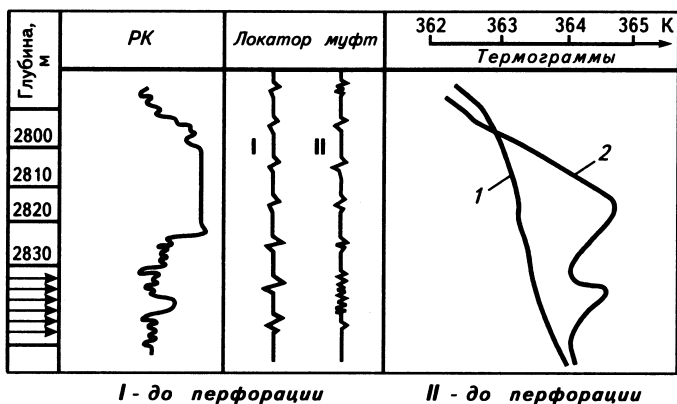


**Рис. 48.** Диаграммы результатов исследования скв. 62 Имилорской площади

Кривые термометрии: 1 – до перфорации; 2 – после перфорации

ции. Термоаномалия, связанная с нагревом жидкости, быстро расформируется, в то время как термоаномалия в интервале перфорации сохраняется и не перемещается в течение длительного времени.

Важное значение имеет контроль срабатывания спускаемых на НКТ корпусных кумулятивных перфораторов однократного использования, предназначенных для вскрытия пластов на депрессии и при равновесии давлений в системе “скважина-пласт”. Для этого используются различные способы, сравнительная оценка которых приведена в табл. 21. Способы разделяются на две группы. К первой группе относятся способы, не требующие применения специальной



**Рис. 49.** Диаграммы результатов исследования скв. 74 Восточно-Еловой площади

Кривые термометрии: 1 – до перфорации; 2 – после перфорации

Таблица 21

## Сравнительная оценка способов, используемых для контроля срабатывания кумулятивных перфораторов, спускаемых в скважину на НКТ

№ п/п	Вид определения	Признак срабатывания перфоратора	Ограничения способа	Условия, необходимые для применения способа	Источник информации
1	Визуальный	Выход из скважины газового пузыря при замене промывочной жидкости	Для глубин до 2000 м при полном заполнении скважины жидкостью и при отсутствии пакера	Непрерывное наблюдение за жидкостью и газом, вытекающих из скважины через выкидную трубу	-
2	На слух	Звуковые колебания НКТ	Для глубин до 2000 м при полном заполнении скважины жидкостью	В момент взрыва находиться близко к скважине	-
3	На ощупь	Механические колебания труб НКТ	То же	В момент взрыва держаться за трубу	-
4	Визуальный	Возрастание давления до срабатывания взрывного механизма и резкое его снижение после срабатывания	Для глубин до 2000 м при полном заполнении скважины жидкостью. Определяет срабатывание взрывного механизма, а не наличие взрыва	Непрерывно следить за показанием манометра	-
5	По кривой регистратора тензодатчика	Растяжение НКТ при прекращении циркуляции промывочной жидкости вследствие попадания резинового шарика на упор штока и прекращение деформации при срабатывании взрывного механизма	Полное заполнение скважины жидкостью. Определяет срабатывание взрывного механизма, а не наличие взрыва	-	А.с. №854089
6	По показаниям сейсмических приемников	Упругие колебания почвы и НКТ	Для глубин до 2000 м и при полном заполнении скважины жидкостью	-	Отчет ВНИИПИ взрывгеофизики
7	По показаниям акустического датчика, присоединенного к трубам на поверхности	Акустические колебания, которые записываются на магнитофоне	Помехи от работы различных агрегатов	-	Техдокументация фирмы Geo Vann, США, 1984 г.
8	По записям на фотоотпечатке показаний датчика давления	Резкий спад давления после срабатывания взрывного механизма	Устанавливает срабатывание взрывного механизма, а не наличие взрыва	-	Проспект фирмы Floretgeol-Johnston/Schlumberger, 1983 г.
9	По записям на ленте регистратора суммарного газового анализатора	Наличие газов взрыва, поступающих из скважины	Применяет при отсутствии пакера	-	Отчет ВНИИПИ взрывгеофизики

аппаратуры (№ 1-4), а во вторую – использующие специальную аппаратуру (№ 5-9). Все способы первой группы имеют существенные недостатки, и результаты их применения не всегда верны. Способы второй группы более надежны, но они содержат ряд существенных недоработок.

С участием и под руководством авторов (в том числе А.М.Левита, В.В.Гончарова и других исследователей) был разработан способ геохимического контроля срабатывания перфораторов, широко опробованный на месторождениях Западной Сибири. Он применим для глубоких скважин (более 2,0-3,0 км), поскольку определяет наличие взрыва, а не срабатывание взрывного устройства и не требует полного заполнения скважины раствором.

При срабатывании кумулятивных перфораторов взрывное вещество – гексоген превращается в окись, двуокись углерода, воду, азот и водород. Из них окись углерода и водород легко извлекаются из промывочной жидкости, они наиболее информативны, быстро разделяются при хроматографическом анализе газа и составляют 93% всех суммарных показаний при анализе газов взрыва. Для их определения используются портативные установки, состоящие из газоанализатора и дегазатора, геолого-технологические или газокаротажные станции. В тех случаях, когда не все заряды перфоратора взрываются, для определения полноты срабатывания перфоратора к нему привинчивается сосуд с карбидом кальция, и последний заряд вставляется в этот сосуд. При взрыве последнего заряда сосуд с карбидом кальция вскрывается, в него поступает вода, и при взаимодействии с карбидом кальция образуется ацетилен, наличие которого в газах взрыва определяется при компонентном анализе проб, отобранных в интервалах высоких газопоказаний. Ацетилен фиксируется на ленте регистратора вместе с бутаном.

Способ опробован на многих скважинах Ноябрьского, Сургутского, Уренгойского и Ямальского районов и имеет 100%-ную надежность.

В целом применяемая прострелочно-взрывная аппаратура обеспечивает в Западной Сибири качественное вскрытие коллекторов перфорацией за редким исключением в тех случаях, когда залежи на месторождениях отличаются интенсивной обводненностью, а коллекторы – высокой вертикальной проницаемостью.

## 15.4. Вызов притоков флюидов

Очистка призабойной зоны пласта и вызов притока чаще всего начинаются с замены глинистого раствора на техническую воду с последующими двумя-тремя циклами снижения уровня промывочной жидкости в скважине. Максимальное снижение уровня на Восточно-Сургутском месторождении – 1587 м, на Талинском – до забоя. Чаще депрессия составляет 15 МПа. Широкое применение получили другие методы переменных давлений, включающие целый ряд операций, направленных на создание депрессий и чередование их с репрессиями. К ним относятся аэрация, смена воды на нефть или дизтопливо, резкая смена забойной депрессии при помощи пластоиспытателя. Успешно используются методы форсированных отборов флюида, импульсного дренажа и свабирования (гидросвабирования). Они позволяют получить приток флюида из пласта, определить его состав при сохранении проектных сроков освоения скважин. Перспективными методами являются виброциклические, особенно применение струйных насосов. Повышается роль гидроразрыва пласта – создания давлений на пласт, превышающих прочность пород и обуславливающих появление новых трещин.

При вызове притока в верхних глубинных зонах, в набухающих глинистых и карбонатсодержащих коллекторах ухудшенную в ПЗП проницаемость коллектора восстанавливают путем воздействия на пласт водными растворами хлористого кальция низкой концентрации. При увеличении минерализации воды возрастает проницаемость коллекторов, увеличивается приток углеводородов. Величина этого изменения зависит от концентрации минеральных компонентов. Хороший эффект дает обработка соляно-кислотными (до 10%) и глинокислотными растворами с последующим воздействием на призабойную зону генераторов давления ПГДБК.

При вызове притока, особенно в порово-трещинных коллекторах третьей и четвертой глубинных зон, важную роль играет выбор оптимальной величины депрессии и репрессии, так как в прискважинной зоне под действием изменения соотношения давлений и перепада температур возникают значительные термобарические напряжения. Депрессия и репрессия оказывают влияние на изменение просветности трещин, вызывают их раскрытие и, наоборот, сужение или смыкание. Максимальное влияние этих напряжений наблюдается вблизи стенок скважин.



Хороший эффект дает при вызове притока использование медленного снижения депрессий при помощи штуцеров до оптимальных величин (3-5 МПа). При этом величина давлений контролируется манометрами. Так, переход на воду на Салымском месторождении в десяти скважинах оказался достаточным для получения высокодебитных фонтанов, в семи – получены переливы нефти с дебитом  $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Применение промывки забоя нефтью тоже дало эффект. В двух скважинах получен фонтан  $0-50 \text{ м}^3/\text{сут}$ , в четырех – переливы. Менее эффективным и небезопасным, а потому неприменимым оказалось применение компрессоров.

В комплексе с воздействием репрессий и депрессий для очистки ПЗП трещинных и порово-трещинных глинистых коллекторов использовалась синтетическая виноградная кислота и едкий натр. Кислота действует избирательно только на глинистую фазу проникшей в поры или трещины промывочной жидкости или на глинистую составляющую коллектора. Она не разрушает минеральный скелет породы, а обеспечивает раскрытие флюидопроводящих каналов. Образующийся в результате реакции осадок растворяется затем под воздействием щелочи.

При восстановлении естественной проницаемости пород, обладающих низкими фильтрационно-емкостными свойствами, эффективно воздействие методом переменных давлений в комплексе с обработкой ПЗП водорастворимыми неионогенными ПАВ. Исследования показали, что при минерализации вод в поровом пространстве более  $150 \text{ г/л}$  проницаемость коллекторов под воздействием ПАВ заметно возрастает.

Наиболее интенсивная очистка ПЗП в фонтанирующих скважинах осуществляется при освоении их путем применения импульсного дренажа. Он заключается в периодическом пуске скважины в работу с максимально допустимым дебитом, что приводит к снижению потерь проницаемости пласта. Для этого останавливают и выдерживают скважину до значительного снижения темпа восстановления забойного давления, после чего ее запускают в режиме фонтанирования с максимальным дебитом без ограничения или с частичным ограничением забойной депрессии путем установки соответствующего штуцера. При определении частоты повторения запусков исходят из того, что время восстановления давления примерно равно времени излива флюида. При резком падении дебита прибегают к увеличению числа запусков и не дают скважине работать при максимальной депрессии с минимальным дебитом.

Импульсный дренаж успешно применялся при освоении скважин, пробуренных в трещинных битуминозных аргиллитах баженновской свиты Салымской группы месторождений, которые, в связи с наличием в пластах зон АВПД, вскрыты на утяжеленном глинистом растворе плотностью 1,69-1,74 г/см<sup>3</sup>. Этот метод позволяет очистить ПЗП в трещинных коллекторах от механических примесей и остатков глинистого раствора, поглощенного пластом во время вскрытия бурением. Забойная депрессия достигала 15-18 МПа. Полученный дебит нефти составил 350-450 м<sup>3</sup>/сут.

При проведении импульсного дренажа после резкого уменьшения темпа восстановления давления скважины запускали в работу через 4-мм штуцер. Поскольку давление на забое падало незначительно, создавались условия для выноса продуктов загрязнения из ПЗП при степени раскрытия трещин, близкой к естественной. Дебит скв. 32, равный 120 м<sup>3</sup>/сут, оказался оптимальным, обеспечивающим вынос из пласта в ее ствол гематита. При фонтанировании на 4-мм штуцере скорость потока жидкости недостаточна для выноса гематита на поверхность. Поэтому после каждого цикла производился запуск на 12-мм штуцере. Он сопровождался падением давления в системе "скважина-пласт", и скважину после выноса гематита закрывали до восстановления давления. Было произведено три цикла импульсного дренажа, после чего продуктивность скважины выросла до 15,3 м<sup>3</sup>/сут, т.е. в три раза.

Свабирование (гидросвабирование) является одной из разновидностей метода переменных давлений, т.е. создания репрессий и депрессий на пласт. При репрессии происходят сжатие насыщающего флюида, упругая деформация пласта и расширение каналов фильтрации. Могут сильнее раскрыться старые или возникнуть новые трещины. При следующем за ней спаде напряжений флюид проникнет в скважину. Этот процесс осложняется, когда под действием перепада давлений трещины заполняются промывочной жидкостью и преграждают путь фильтрации пластовых флюидов к забою скважины. Если однократное создание репрессии недостаточно, операцию повторяют.

Особенности этой операции по вызову притока в Западной Сибири заключаются в том, что сначала в ПЗП нагнетанием жидкости создается давление, намного превышающее пластовое, а затем скважина пускается на излив флюида. Такая операция производится многократно, а контроль за ростом или падением устьевого давле-

ния после нагнетания позволяет судить об эффективности проводимого мероприятия.

Свабирование применялось во многих скважинах, в том числе в непереливающих с незначительным притоком или даже в практически сухих. В тех случаях, когда скорость потока жидкости из пласта в скважину пропорциональна забойной депрессии, свабирование открывает широкие возможности в создании в ПЗП намного большей депрессии, чем от снижения уровня.

При выборе технологических режимов свабирования учитываются физические свойства коллекторов, их напряженное состояние на глубине залегания, условия вскрытия бурением, в процессе которого под действием репрессии промывочной жидкости происходит загрязнение ПЗП.

При свабировании притоки нефти, как правило, возрастают. При получении пластовой воды с признаками нефти используется переход на очистку ПЗП путем форсированного отбора жидкости из ствола скважины и создания вновь повышенной репрессии. Так, на скв. 620 Северо-Пурской площади после перфорации и замены глинистого раствора на воду был получен слабый перелив технической воды. После трехкратного понижения уровня воды с помощью компрессора скважина начала импульсно фонтанировать (с периодом 15 мин через каждые 3 ч в течение 60 ч) водонефтяной эмульсией, содержащей 10% нефти. Затем из скважины снова произвели форсированный отбор жидкости путем периодического понижения уровня до глубины 600-700 м с применением компрессора У КП-80. В конце каждого цикла понижения уровня давление воздуха из затрубного пространства резко сбрасывалось в атмосферу, и скважина останавливалась на приток. В течение 18 ч произведено шесть снижений уровня, после этого скважина начала устойчиво фонтанировать нефтью (65%) с водой.

Свабирование в настоящее время полностью заменило запрещенное компрессирование и успешно применяется как в разведочных, так и в эксплуатационных скважинах. Высокая эффективность достигается при комплексировании свабирования с другими методами создания переменных давлений.

Гидроразрыв пласта является высокоэффективным методом, используемым в порово-трещинных коллекторах третьей и четвертой глубинных зон. Среди методов гидроразрыва наиболее эффективным в Западной Сибири является гидрокислотный разрыв пласта, который представляет комбинированный физико-химический ме-

тод воздействия на ПЗП. От обычного разрыва он отличается составом рабочей жидкости, содержащей смесь кислот и ПАВ. Это приводит к более низким давлениям закачки. При гидрокислотном разрыве пласта применяют высоковязкие кислотные составы, которые играют роль песконосителя. В ПЗП закачивается кислота с нефтью при высоком давлении. В результате создающихся высоких напряжений в пласте происходит образование трещин, по которым вглубь пласта проникает нефтекислотная эмульсия с песком. После выдержки в пласте в течение нескольких суток продукты реакции выносятся в скважину вместе с пластовым флюидом. Соляно-кислотная обработка позволяет снизить давление разрыва пласта до 25%.

Применение ПГДБК привело к повышению эффективности вскрытия на Восточно-Сургутском месторождении: из 30 случаев обработки пластов Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub> в 21 было получено увеличение дебитов.

Вскрытие пластов-коллекторов перфорацией, операции по очистке ПЗП, вызову и интенсификации притоков группируются в комплексы, которые имеют свою специфику в зависимости от эффективности каждого из использованных приемов в определенных геолого-технических условиях района.

В Вартовском, Сургутском, Мегионском и Уренгойском районах практически применялись все рассмотренные способы освоения пластов и вызова притока. Широкое развитие получили соляно-кислотные обработки в сочетании с ПГДБК и повторной перфорацией. В качестве реагентов для получения соляной кислоты используют нейтральные к металлу и породе водные растворы синтетической виноградной кислоты и хлорида кальция, в результате реакции которых в скважине против продуктивного пласта образуется 6%-ная соляная кислота и винный камень. Использовались также гидразин и гидраксиламин, позволяющие получить 12%-ную соляную кислоту. Применялся ряд других реагентов.

В Шаимском районе на Мортъмя-Тетеревском и других месторождениях, где залежи относятся ко второй глубинной зоне, при вторичном вскрытии коллектора в закрепленной скважине на совершенство вскрытия отмечено влияние применяемых типов перфоратора, плотности перфорации, реологических свойств промывочной жидкости, репрессии на пласт и продолжительности ее воздействия.

В восстановлении свойств ПЗП при вызове притока, в повышении интенсивности процесса освоения большую роль играет депрессия на пласт.

Для восстановления и улучшения естественной проницаемости коллектора использовалось воздействие на ПЗП методами интенсификации. Среди них наибольшее распространение получили соляно-кислотные и грязекислотные обработки, реже применялись с этой целью растворы ПАВ, в частности дисолволан, способствующий разрушению пленок нефти и облегчающий очистку ПЗП. Из других методов воздействия в этом районе нашли применение повторная кумулятивная, в отдельных случаях гидropескоструйная перфорация и гидравлический разрыв пласта, которые при наличии углеводородов в залежах приводили к получению их притока из скважин.

В Краснoленинском районе, где основные месторождения сосредоточены в третьей глубинной зоне и представлены часто низкопроницаемыми коллекторами, на начальном этапе разведки репрессия при бурении не превышала 5%, стволы скважин закреплялись обсадной колонной, цементировались и перфорировались, причем плотность кумулятивной перфорации достигала 20 отв/м и более. Затем создавалась депрессия на пласт, которая достигала 7,1-14,5 МПа путем снижения уровня жидкости, в том числе с помощью компрессоров, и использовалось вскрытие открытым стволом.

Увеличение продуктивности скважин за счет разгрузки горного давления достигалось путем удаления некоторого объема породы, воздействия на нее гидроабразивной струей через насадку гидроперфоратора. Широко использовались и применяются физико-химические методы обработки околоствольной зоны. В скважинах с высокой промыслово-геофизической характеристикой пласта ( $\alpha_{nc} > 1$ ), но с низким уровнем совершенства вскрытия ( $K_c < 1$ ) производилась обработка растворами ПАВ на водной основе; при  $\alpha_{nc} < 1$  и  $K_c < 1$  – соляно-кислотная обработка с ПАВ. Нагнетательные скважины обрабатывались раствором дисолволана. При солянокислотных обработках в пласт закачивался 15-20%-ный раствор соляной кислоты с добавлением 0,3% (30 кг) дисолволана.

Дисолволан способствует разрушению пленок нефти, покрывающих частицы породы, облегчает очистку ПЗП. Применение его приводит к снижению плотности, водоотдачи, статического напряжения сдвига раствора, к уменьшению толщины глинистой корки. Эти свойства обуславливают более быстрый контакт кислоты с породой. Эффективность кислотных обработок достигает 100%. Применение растворов ПАВ способствует увеличению продуктивности скважин в 1,5-2 раза.

Таким образом, вызов притока флюидов повсеместно сопровождается лучшим восстановлением параметров коллекторов ПЗП при использовании депрессий и разновидностей методов переменных давлений, особенно в сочетании с предшествующей физико-химической обработкой коллекторов. Хороший эффект в средних горизонтах дают повторная перфорация и ПГДБК, оказывающие термодинамическое воздействие на ПЗП. Перспективным методом в глубоких слоях является гидрокислотный разрыв пласта.

### **15.5. Эффективность вскрытия пластов и вопросы ее прогнозирования**

Эффективность, или качество вскрытия пластов бурением и перфорацией, которая определяется величиной коэффициента  $K_c$ , изучена авторами по промысловым данным практически во всех районах Западной Сибири. Качество вскрытия бурением оценивается по результатам гидродинамических исследований в открытом стволе скважины, а совместно с перфорацией – регистрируется по материалам испытаний в колонне. Влияние перфорации и последующих операций по вызову и интенсификации притоков флюидов определяется разницей между значениями  $K_c$ , полученными по данным испытаний в открытом стволе и в колонне, которая может быть как положительной, так и отрицательной величиной. Значит перфорация усиливает или снижает эффект загрязнения призабойной зоны и, в конечном счете, приводит как к понижению, так и к повышению продуктивности скважины.

Фильтрационные потери за счет вторичного вскрытия чаще всего связаны с уменьшением величин проницаемости пород вокруг перфорационных каналов. Снижение потерь обусловлено тем, что перфорационный канал полностью или частично рассекает зону загрязнения, а взрывное воздействие заряда вызывает растрескивание породы-коллектора и дополнительное прогревание вскрытого участка залежи.

Гидродинамические исследования в Западной Сибири проводились на фонтанирующих скважинах с применением метода установившихся отборов на стационарных режимах фильтрации и метода неуставившихся отборов со снятием кривых восстановления давления. По результатам исследований на стационарных режимах фильтрации строились индикаторные диаграммы, уточнялось плас-

товое давление и определялся коэффициент продуктивности. Обработка кривых восстановления давления производилась методом касательной.

По 33 месторождениям Западной Сибири с использованием объема выборки 200 объектов получена оценка погрешностей при определении по данным гидродинамических исследований скважин коэффициента удельной продуктивности, параметров кривых восстановления давления, в частности коэффициента  $itg\alpha$ , который используется для вычисления гидропроводности, коэффициента гидродинамического совершенства, а значит и уровня неиспользованных энергетических возможностей пласта. Относительная погрешность большинства объектов не превышает 10%, в среднем она составляет 15%, лишь в четырех объектах – свыше 30% (до 40%). Погрешности гидродинамических исследований скважин в среднем не достигают 10%. Следовательно, результаты исследований скважин могут быть использованы для анализа продуктивности, эффективности вскрытия, степени недоиспользования возможностей пласта.

Относительная погрешность определения коэффициента  $itg\alpha$  при обработке выборки по 112 объектам не превышает 20%, составляя в среднем менее 15%.

Погрешность коэффициента  $K_c$ , используемого для оценки эффективности вскрытия пластов перфорацией, для всей выборки равна 15-20% с учетом ошибок в измерении забойных давлений и в оценке радиуса действия скважин.

Таким образом, большинство объектов Западной Сибири имеет приемлемые погрешности, не превышающие 15%, и полученные результаты могут быть использованы для анализа. Среднеквадратичное отклонение  $K_c$  за счет загрязнения призабойной зоны и в связи с процессами, препятствующими движению флюидов к забою скважин, составляет 0,3. Показатель степени в уравнении притока, отражающего связь дебита скважины с депрессией на пласт, изменяется от 0,5 при резком падении продуктивности до 5 при ее возрастании. Распределение величин этого показателя в юрско-валанжинских отложениях Западной Сибири указывает на характерное для глубоких горизонтов нарушение закона Дарси вследствие высокой трещиноватости и физико-химических процессов в пластах.

С целью выявления структуры системы “скважина – пласт” в наиболее сложных для вскрытия юрско-меловых отложениях Западной Сибири был проведен системный анализ с использованием параметров трех подсистем: геологической, технологической и оценки

эффективности вскрытия пластов перфорацией. Были рассчитаны 120 пар коэффициентов корреляции. Получено 120 пар значимых коэффициентов корреляции, в том числе 10 пар высокосignимых и 9 пар на уровне отчетливых тенденций. Значимыми элементами системы оказались пористость, проницаемость, прочностные свойства пластов, их литологическая неоднородность, плотность и вязкость пластовых флюидов, а также трещиноватость коллекторов.

Роль параметра трещиноватости (В) и особенностей структуры системы “скважина-пласт” была выявлена путем факторного анализа. В основу его взято представление о том, что изучаемая совокупность параметров, с которыми обнаруживались высокие коэффициенты корреляции, может быть выражена через дисперсию, ковариации переменных и с применением сходства между наблюдениями. Анализ основан на выделении сингулярных значений и собственных векторов из квадратичной матрицы с использованием коэффициентов корреляции (Р-метод факторного анализа). Программа реализована на ПЭВМ ТВМ/АГ-286.

Для анализа использованы юрско-меловые пласты-коллекторы Северо-Варьеганского, Талинского, Вать-Еганского, Тюменского, Новопортовского, Восточно-Сургутского, Тарасовского, Карамовского и других месторождений Западной Сибири. Анализ их строения показал, что пласты, залегающие на глубинах свыше 2,2-2,5 км, отличаются от близповерхностных. Изменения их свойств сопровождаются вариациями температур и давлений. Различия в значениях проницаемости по гидродинамическим данным и по керну связаны с трещиноватостью, возрастают по числу случаев с глубиной и на изученных месторождениях наблюдаются в половине объектов.

Обработка данных проведена в несколько этапов. Вначале был собран материал по коллекторским свойствам и результатам испытаний полутора тысяч разведочных и эксплуатационных скважин 35 месторождений в юрско-валанжинских отложениях Западной Сибири, выполнена качественная разбраковка данных по степени изученности, полноте, надежности. В результате обработки была составлена предварительная выборка, в которую вошло 120 скважин вышеперечисленных месторождений. В выборке выделено 14 параметров со значимыми коэффициентами корреляции (табл. 22).

После объединения функционально связанных переменных получили выборку с десятью параметрами коллекторов (табл. 23).

Поскольку значительное влияние на коллекторские свойства и на величины притоков оказывают трещиноватость и процессы в



Структура коллекторской системы при параметре трещиноватости  $B > 1$  и  $B < 1$  на примере месторождений Западной Сибири

Параметр	Коэффициенты корреляции связей между параметрами													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1		0,40	0,19	-0,07	0,17	-0,14	-0,08	-0,05	-0,07	0,06	0,27	-0,12	-0,14	0,30
2	0,17		0,16	0,11	0,38	-0,12	-0,22	0,24	-0,35	-0,36	-0,03	0,12	-0,26	0,00
3	-0,19	0,10		0,20	0,27	-0,29	0,13	0,16	-0,10	-0,20	-0,14	-0,15	-0,13	<b>0,58</b>
4	-0,16	0,04	-0,19		0,28	0,06	-0,01	0,18	-0,13	-0,30	-0,21	0,03	-0,06	0,05
5	-0,43	0,04	0,36	-0,13		-0,04	0,15	-0,04	-0,20	<b>-0,56</b>	0,08	0,06	-0,07	0,00
6	-0,25	0,19	0,08	-0,08	0,08		-0,06	0,14	-0,05	0,10	0,07	0,00	0,09	-0,30
7	-0,14	0,07	0,78	-0,24	0,08	0,45		0,04	-0,04	0,00	-0,17	-0,04	-0,05	0,12
8	0,00	0,05	-0,10	0,08	-0,33	-0,22	-0,05		-0,05	0,03	-0,33	0,00	0,21	0,09
9	0,00	-0,46	-0,19	-0,04	-0,32	0,08	-0,06	0,03		0,10	-0,07	0,11	<b>0,60</b>	-0,03
10	-0,21	-0,23	-0,36	0,30	-0,14	-0,24	-0,36	0,36	0,32		0,01	-0,40	0,05	0,21
11	-0,06	-0,16	0,31	0,26	-0,28	0,05	-0,31	-0,24	0,26	-0,12		-0,14	-0,02	-0,15
12	-0,16	-0,44	-0,12	-0,23	0,00	-0,22	-0,04	-0,16	0,29	0,30	0,14		-0,18	-0,14
13	0,30	-0,12	0,13	-0,11	-0,18	0,01	0,29	-0,02	0,20	-0,33	-0,03	0,08		-0,04
14	0,05	0,06	<b>0,61</b>	-0,36	0,16	0,22	0,75	-0,11	0,10	-0,29	-0,19	0,19	<b>0,50</b>	

Примечания:

I Переменные параметры:

1. Эффективная мощность пласта
2. Коэффициент вскрытия пласта,  $h_{\text{вск}}/h_{\text{общ}}$
3. Коэффициент проницаемости

4. Параметр трещиноватости
5. Пористость

6. Коэффициент гидродинамического совершенства

7. Удельная продуктивность

8. Плотность промысловой жидкости

9. Температура пласта

10. Давление пласта

11. Время восстановления давления

12. Газовый фактор

13. Депрессия

14. Продуктивность

II. Над линией – значения для  $B > 1$ , под линией – для  $B < 1$

# Факторный анализ зависимости продуктивности ( $Q = K\Delta P^B$ )

от величины параметра трещиноватости коллекторов юрско-валанжинских пластов месторождения Западной Сибири

Матрица факторов для  $B > 1$

Пара- метр	Фактор		
	I	II	III
1	-0,1320	0,6748	-0,3426
2	0,3786	0,7516	-0,1955
3	0,3306	0,0311	-0,7043
4	0,6571	-0,0288	0,0047
5	0,2450	-0,0786	0,7809
6	0,0777	-0,5662	-0,3347
7	0,6275	-0,0467	-0,0579
8	-0,4933	0,4151	0,2548
9	-0,0244	0,1108	0,0821
10	0,5893	0,2593	0,1307

I фактор:

1. Параметр трещиноватости
2. Продуктивность
3. Коэффициент гидродинамического совершенства

II фактор:

1. Эффективная мощность пласта
2. Коэффициент вскрытия пласта
3. Плотность промывочной жидкости

III фактор:

1. Коэффициент проницаемости
2. Коэффициент гидродинамического совершенства

Матрица факторов для  $B < 1$

Пара- метр	Фактор			
	I	II	III	IV
1	-0,3046	-0,3034	-0,3997	-0,7085
2	0,0297	-0,8248	0,1692	-0,1147
3	0,7922	-0,0339	0,2337	-0,0920
4	-0,3202	-0,2264	-0,0317	0,7234
5	0,5094	-0,2936	-0,2102	0,2890
6	0,9408	-0,0308	-0,0800	-0,0627
7	0,0017	-0,0834	-0,1130	0,1227
8	-0,3608	0,1920	-0,5128	0,4033
9	-0,0792	0,8321	0,0980	-0,1438
10	-0,0008	-0,0401	0,9427	0,1472

I фактор:

1. Коэффициент проницаемости
2. Коэффициент гидродинамического совершенства
3. Плотность промывочной жидкости

II фактор:

1. Коэффициент вскрытия пласта
2. Газовый фактор
- III фактор:

III фактор:

1. Время восстановления давления
2. Коэффициент гидродинамического состояния пласта

IV фактор:

1. Эффективная мощность пласта
2. Параметр трещиноватости

- Переменные параметры:
1. Эффективная мощность пласта
  2. Коэффициент вскрытия пласта ( $\eta_{\text{вск}}/\eta_{\text{обш}}$ )
  3. Коэффициент проницаемости
  4. Параметр трещиноватости -  $B$
  5. Коэффициент гидродинамического совершенства
  6. Плотность промывочной жидкости
  7. Продуктивность
  8. Время восстановления давления
  9. Газовый фактор
  10. Коэффициент гидродинамического состояния пласта

пластах, на следующем этапе образованную выборку разделили на две по величине комплексного параметра трещиноватости  $B$  ( $B < 1$  и  $B > 1$ ).

Факторный анализ данных о продуктивности системы “скважина-пласт” ( $Q = \eta \Delta P^B$ ) с различными значениями параметра трещиноватости показал, что коэффициенты корреляции между свойствами коллекторов и факторами: геологическими (параметры пластов), динамическими (температура и давление) и технологическими (плотность промывочной жидкости, интервал перфорации и др.) существенно изменяются.

При  $B < 1$  на продуктивность скважин максимальное воздействие оказывает комплексный фактор, включающий параметр трещиноватости и параметр, отражающий гидродинамическое состояние объекта,  $-\frac{PV}{2T}$  (где  $P$  – пластовое давление,  $V$  – объем пород коллектора, пропорциональный пористости,  $T$  – температура).

При  $B > 1$  на первом месте в структуре системы “скважина-пласт” при вскрытии пластов оказались коэффициенты проницаемости и гидродинамического совершенства, а также плотность промывочной жидкости. Промысловые и гидродинамические данные и свойства коллекторов приведены в приложении.

Проведенный факторный анализ позволяет сделать следующие важные выводы. Система “скважина – пласт” является динамической. Ее структура меняется в зависимости от свойств объекта и условий вскрытия. Наиболее высокие коэффициенты корреляции и самые тесные связи могут возникать или исчезать с различными параметрами. Для создания обоснованных методов вскрытия пластов перфорацией необходима типизация условий вскрытия на базе комплексных исследований, поскольку влияние одних и тех же параметров в системе “скважина-пласт” коренным образом различается. В структуру системы “скважина – пласт” в разных условиях надо вводить те факторы, с которыми имеются самые тесные связи.

На большом промысловом материале изучена связь эффективности вскрытия пластов перфорацией с литологическими особенностями и свойствами коллекторов, с глубинной зональностью. Установлены изменения качества вскрытия при использовании различных типоразмеров перфораторов. Эффективность вскрытия определялась путем подсчета коэффициента  $K_c$  для фонтанных и удельной продуктивности для непереливающих притоков.

Подавляющее большинство наиболее перспективных залежей в Западной Сибири вскрыто перфорацией с высокой эффективностью. Значения  $K_c$  для меловых пластов Бованенковского, Мегионского, Уренгойского и других месторождений составляют 0,8-1, для объектов Талинского, Восточно-Сургутского, Новопортовского месторождений – 0,6-0,7, для пластов тюменской свиты Талинского и Восточно-Сургутского месторождений – 0,6-0,65. Более качественным оказалось вскрытие горизонтов Восточно-Сургутского ( $K_c = 0,7-0,8$ ) и Уренгойского ( $K_c = 0,8-1,0$ ) месторождений, причем значения  $K_c$  повышаются с увеличением карбонатности и “хрупкости” нижнемеловых отложений.

Качество вскрытия пластов перфорацией определяется глубиной зональностью коллекторов. Сложнопостроенные залежи, залегающие на глубинах 1,9-2,0 км в юрских породах (залежи Шаимского района) и в интервале 1,8-2,4 км в меловых отложениях (Восточно-Сургутское, Новопортовское месторождения и др.), имеют средние величины  $K_c$ , равные 0,6-0,7, а на глубинах 2,4-2,9 км в юрских отложениях (Талинское, Восточно-Сургутское месторождения и др.) – 0,5-0,65.

Сравнительный анализ литологических особенностей представленных в табл. 24 месторождений показал, что пласты их относятся к сложнопостроенным коллекторам. Они незначительно различаются составом, количеством обломков, цемента, неоднородностью пластов и интенсивностью катагенетических преобразований. Юрские пласты Талинского месторождения характеризуются повышенным содержанием глинистых минералов, уплотненностью и наложенными изменениями (растворение кальцита, хлоритизация, карбонатизация по трещинам), что обусловило относительно невысокую эффективность их вскрытия. Меловые горизонты коллекторов Восточно-Сургутского, Новопортовского и Уренгойского месторождений изменены слабее. Соответственно выше и качество их вскрытия при использовании аналогичной технологии. Пласты Уренгойского и Талинского месторождений обладают повышенной трещиноватостью, которая связана с их карбонатностью, явлениями растворения кальцита и с принадлежностью к зоне оптимальных коллекторов. Коэффициент  $K_c$  для них близок к 1. Снижение  $K_c$  в зоне отсутствия трещин составляет в среднем 0,43, достигая 0,51. Лучшие литологические и коллекторские характеристики, высокую однородность имеют пласты группы ТП Бованенковского месторождения. Среднее значение  $K_c$  при их вскрытии близко к 1.

**Средние величины коэффициента гидродинамического совершенства  
на месторождениях Западной Сибири**

Месторождение	Количество скважин	Количество объектов	Коэффициент гидродинамического совершенства $K_c$			
			средний по объекту	при использовании перфоратора ПКС80	при использовании перфоратора ПКО89	при исключении моделей с высокой трещиноватостью ( $K_c > 1$ )
Талинское	50	62	0,50			
Восточно-Сургутское	86		0,70	0,52	0,76	
пласт Ю <sub>1</sub>			0,72			
пласт Ю <sub>2</sub>			0,65			
Новопортовское	6	9	0,60			
Уренгойское		44	0,97	0,90		
пласт БУ <sub>8</sub> <sup>0</sup>		8	1,00			0,49
пласт БУ <sub>8</sub>		12	0,90			0,60
пласт БУ <sub>10-11</sub>		16	0,97			0,51

Наблюдается отчетливая тенденция возрастания эффективности вскрытия с повышением однородности коллекторов, сокращением в них количества плотных прослоев по отношению к проницаемым.

Коэффициент гидродинамического совершенства и продуктивность скважин снижаются при увеличении глинистости пластов при близких значениях их пористости.

Таким образом, гидродинамическое совершенство скважин в значительной мере определяется свойствами вскрываемых отложений. Оно выше в отложениях, характеризующихся однородностью, повышенными значениями песчаности, эффективной толщины, пористости и ее соотношения с проницаемостью.

Эффективность вскрытия возрастает при увеличении плотности насыщающих пласт флюидов от 0,6 до 0,85 г/см<sup>3</sup> и их вязкости от 0,5 до 0,86 сП.

Репрессия на пласт, составляющая 5 МПа, приводит при бурении к снижению  $K_c$  до 0,65, а равная 10 МПа – до 0,5. Интенсивность этого снижения уменьшается при репрессии более 8 МПа.

Проведенный анализ позволяет утверждать, что в Западной Сибири  $K_c$  при вскрытии пластов бурением снижается от 1 в интервале 1,0-2,0 км до 0,3-0,4 на глубине 3 км.

При вскрытии юрско-валанжинских пластов Талинского, Уренгойского, Восточно-Сургутского и других месторождений с приме-

нением перфораторов ПКС80 среднее значение  $K_c$  составило 0,5, а ПКС105, ПР и ПК 089 – 0,75. Более высокая пробивная способность последних способствует уменьшению потерь  $K_c$  на 0,25-0,5 и улучшению фильтрационных характеристик околоствольной зоны.

Использование перфораторов ПКС80 на глубинах 2,4-2,9 км в юрских отложениях показало, что  $K_c$  равен 0,48-0,51, что на 0,18 ниже средних его величин (70% значений  $K_c$  составляют 0,25-0,40), а на глубинах 1,8-2,4 км в меловых отложениях привело к вскрытию объектов с более высоким  $K_c$  (в среднем 0,57-0,69).

Применение более мощных перфораторов приводит к увеличению эффективности вскрытия и удельной продуктивности скважин в низкопоровых глинистых коллекторах (рис. 50). Применение этих перфораторов, вероятно, следует сопровождать другими методами воздействия на пласт.

Результаты обстоятельного изучения изменений качества вскрытия пластов перфорацией в Западной Сибири позволяют подойти к решению вопросов его прогноза.

Прогнозирование эффективности вскрытия пластов перфорацией основывается на формировании околоствольной зоны пласта с ухудшенными фильтрационными свойствами. Степень ухудшения и радиус этой зоны в условиях Западной Сибири зависят от пористости, проницаемости коллекторов, репрессии при бурении, вязкости пластового флюида и промывочной жидкости, водоотдачи бурового раствора.

Прогнозирование производилось по методу экспертных оценок (В.В.Захаревич). Значениям пористости и проницаемости соответствовали средние величины  $K_c$ , определяемые заранее по статистическим данным. Затем значения  $K_c$  увеличивались и уменьшались в зависимости от степени влияния других факторов. Например, при пористости 14,5-16,5%, проницаемости 0,003-0,015 мкм<sup>2</sup> определено среднее значение  $K_c$  (0,60-0,66), которое и используется при прогнозировании. Эта величина уменьшается на 0,2-0,4 при возрастании проницаемости свыше 0,02-0,03 мкм<sup>2</sup>, репрессии свыше 3-4 МПа, при снижении плотности нефтей до 0,80-0,82 г/см<sup>3</sup> и менее. В наиболее крепких и плотных породах  $K_c$  снижается еще на 0,2-0,4. Увеличение литологического коэффициента от 1 до 3 (или коэффициента песчанистости от 25 до 75%) требует увеличения  $K_c$  на 0,1-0,3, судя по результатам исследования месторождений со сложнопостроенными коллекторами на севере Западной Сибири и в Широтном Приобье.

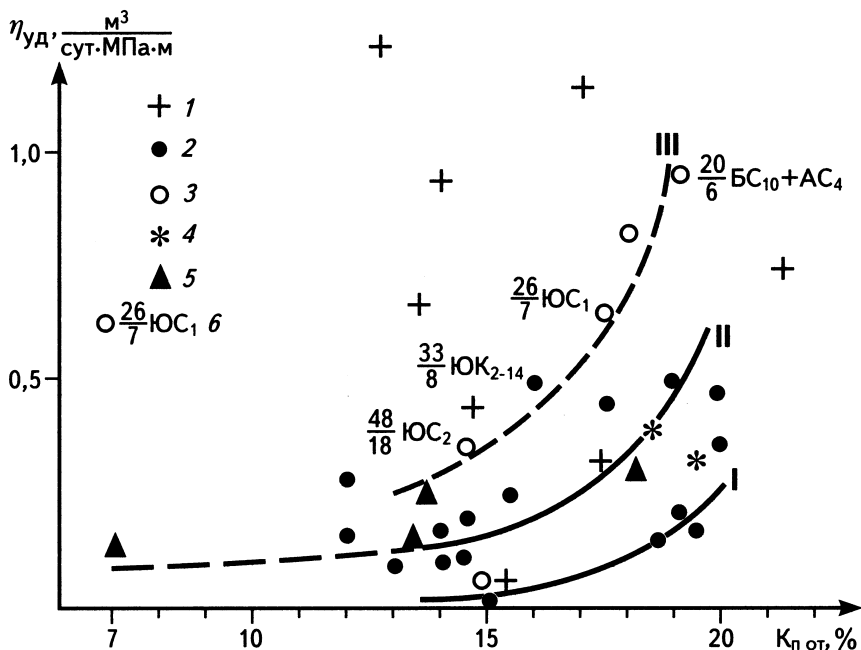


Рис. 50. Связь коэффициента пористости пластов и удельной продуктивности скважин на месторождениях Широкого Приобья Западной Сибири

I – глинистые пласты коллекторы ( $C_{г\lambda}=14-23\%$ ); II – слабоглинистые пласты-коллекторы ( $C_{г\lambda}$  от 3 до 6-14%); III – в среднем по району; 1-5 – значения продуктивности: 1-4 при применении перфораторов: 1 – ПК089, 2 – ПКС80, 3 – ПР43, 4 – ПКС105; 5 – то же в открытом стволе; 6 – число определений  $\eta$  (в числителе),  $K_{п\text{ от}}$  (в знаменателе) и индекс пласта

Оценив по геофизическим данным эффективную мощность пласта (объекта испытаний), можно рассчитать прогнозную продуктивность с учетом  $K_c$ , т.е. с учетом фильтрационных потерь.

Оценка эффективности вскрытия пластов перфорацией производится и по данным ГИС. Она включает определение состояния цементного камня и изоляционного моста, положения интервала перфорации и факта образования перфорационных каналов. Отличительной особенностью этого подхода является проведение термометрии и интерпретация ее диаграмм, основанная на представлениях о разуплотнении и процессов, протекающих в пластах.

Установление факта образования перфорационных каналов за цементным камнем в пласте базируется на интерпретации величины и формы температурной аномалии. Если аномалия имеет тепловое происхождение при отсутствии каналов перфорации в пласте, на

термограмме фиксируется незначительная по величине (до 1°С), плавная по форме и нестойкая во времени аномалия.

Если термоаномалия является следствием физико-химических процессов при образовании каналов в пласте, то в первые три часа после перфорации фиксируется термоаномалия величиной 1-6°С и более, резкая по форме и стойкая во времени (не менее 24 ч).

Аномалия величиной до 4°С указывает на наличие резерва повышения продуктивности, как это видно на рис. 51. Этот резерв можно использовать путем применения методов интенсификации. Аномалия свыше 4°С свидетельствует об отсутствии такого резерва, и если при вызове притока он не получен или весьма мал, от мероприятий по интенсификации притоков целесообразно отказаться (рис. 52).

Оценка состояния цементного камня и изоляционного моста после перфорации производится методами АКЦ путем сравнения последней записи с диаграммой, полученной сразу после цементации. При интерпретации используются данные термометрии и магнитной локации. Оценка состояния цементного или изоляционного моста из взрывпакера с залитым цементом выполняется после вызова притока на основе дебитометрии и термометрии.

Интерпретация записей проводится с учетом материалов по испытанию и данных ГИС выше- и нижезалегающих объектов. При

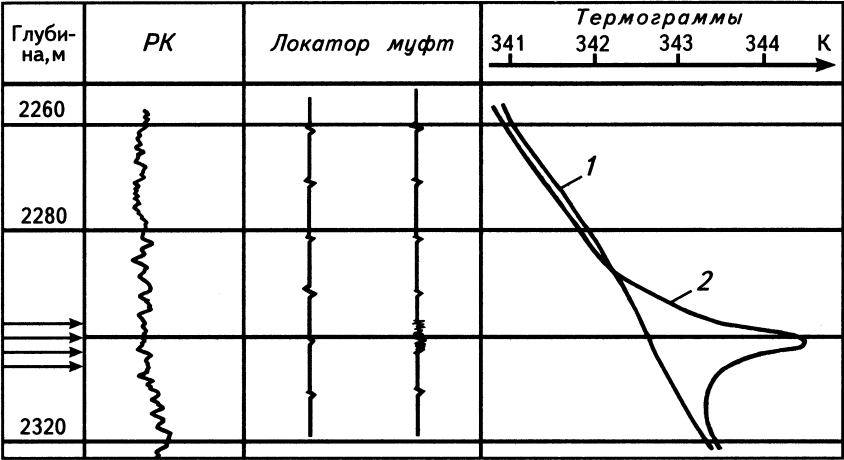


Рис. 51. Диаграммы результатов испытания скв. 572 Лукьявинская

Кривые термометрии: 1 – до перфорации; 2 – после перфорации



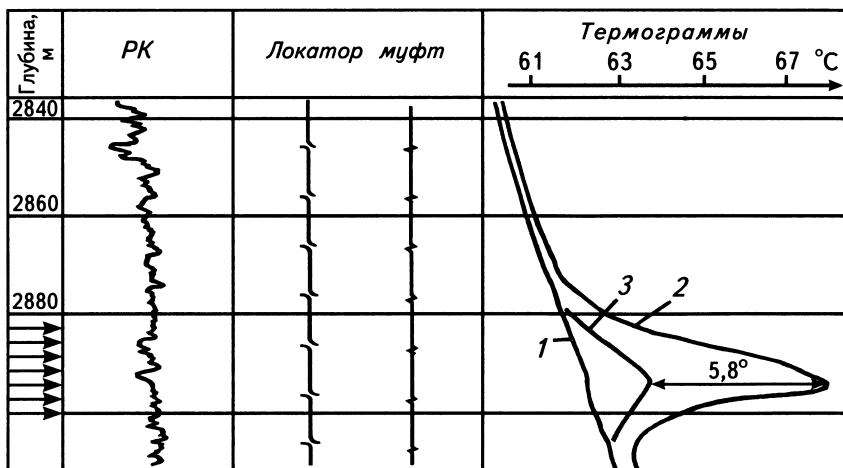


Рис. 52. Диаграммы результатов испытания скв. 258 Русскинской площади

Кривые термометрии: 1 – до перфорации; 2 – после перфорации; 3 – расчетная

подозрению на негерметичность и заколонные перетоки производит-ся сравнение состава и величины притоков из ранее изученных пластов или сопоставление полученных результатов с аналогичными сведениями по вышележащим объектам.

Изложенные результаты исследования эффективности вскрытия позволяют утверждать, что в Западной Сибири она может быть оценена по гидродинамическим данным. Метод определения имеет приемлемые погрешности, не превышающие 15%. В качестве меры эффективности вскрытия пластов в Западной Сибири широко используется коэффициент гидродинамического совершенства ( $K_c$ ). На величину  $K_c$  и на структуру системы “скважина-пласт” значительное воздействие оказывает в зависимости от депрессии инелинейность дебитов, или параметр трещиноватости ( $B$ ). При значениях  $B$ , повышающих продуктивность скважины, на изменение показателей системы влияют температура, давление, пористость пласта. При величинах  $B$ , снижающих продуктивность, на первом месте в тесноте связей оказываются проницаемость,  $K_c$  и плотность промы-вочной жидкости.

подавляющее большинство объектов Западной Сибири вскрыто перфорацией с достаточно высокой эффективностью. Изучена связь  $K_c$  с глубинной зональностью, с литологическими особеннос-

тиями, коллекторскими свойствами, характеристиками флюидов, с репрессией на пласт и с типоразмерами используемых перфораторов. Выявленные зависимости позволяют осуществить прогноз и регулировать эффективность вскрытия пластов.

### **15.6. Общие черты вскрытия продуктивных пластов-коллекторов**

Технология вскрытия пластов бурением и перфорацией определяется глубинной зональностью-расслоенностью земной коры и конкретными геологическими условиями на месторождении углеводородных флюидов. В Западной Сибири бурятся поисковые, разведочные, оценочные, добывающие, нагнетательные и поглощающие скважины. Вскрытие продуктивных пластов бурением в регионе осуществляется высоко- и низкооборотными долотами за одно долбление без проведения спуско-подъемных операций при низких гидродинамических давлениях, с применением растворов, содержащих твердую фазу, и промывочных жидкостей на нефтяной основе. Растворы на основе полимерных материалов из-за гидрофилизирующих свойств более эффективны на больших глубинах (третья глубинная зона). В верхних горизонтах для предотвращения набухания глинистых минералов используются водные растворы солей и химреагентов.

Цементные растворы снижают фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны пласта, поскольку они обладают высокой концентрацией ионов кальция и гидроокиси и большой водоотдачей.

Важное значение при вскрытии пластов-коллекторов бурением имеет репрессия на пласт. При увеличении ее на 20-35% коэффициент  $K_c$  понижается на 0,25-0,3. Значительное влияние на эффективность вскрытия оказывают фильтрационно-емкостные свойства пластов, геофизические параметры, их отражающие, характер насыщения коллекторов и состояние призабойной зоны пластов. Коэффициенты корреляции между  $K_c$  и указанными показателями более 0,8.

При вскрытии пластов перфорацией решаются задачи изучения продуктивности, определения положения водонефтяных контактов, выявления режима залежей, исследования водоносности пластов, гидрогеологической характеристики разреза и минерализации пластовых вод.

В регионе используют методы вскрытия при репрессии, депрессии, при равновесии гидростатического и пластового давления и

комбинации этих методов. Основной объем вторичного вскрытия производится стреляющими кумулятивными перфораторами. Плотность перфорации изменяется от 4,3 до 50 отв/м (в среднем 10-12 отв/м) с общим количеством отверстий в колонне от 30 до 600. Успешно используется сверлящая и гидропескоструйная перфорация, вскрытие открытым стволом.

Повторная перфорация высокоэффективна и применяется в 40-60% скважин в сочетании с методами физико-химического воздействия на призабойную зону, обработки растворами кислоты, ацетона, ПАВ.

При очистке пластов, вызове и интенсификации притоков основное внимание уделяют операциям по созданию депрессий и их комбинациям с репрессиями. К ним относятся аэрация, свабиrowание, замена воды на нефть или дизтопливо, создание скачка забойной депрессии при помощи пластоиспытателей, методы форсированного отбора, импульсного дренажа, применение виброциклических (особенно струйных) насосов и другие. Вскрытие производится при минимальных репрессиях.

Большую роль играет выбор оптимальной величины депрессии. Хороший эффект дает медленное снижение ее до 3-5 МПа. Для вскрытия пластов, залегающих глубже 2,5-2,7 км, эффективны гидроразрыв пласта и интенсификация притока с применением ПГДБК.

Эффективно при вызове притока использование физико-химических методов обработки призабойной зоны пластов. Для восстановления естественной проницаемости в верхней зоне коллекторов успешно применяются растворы хлористого кальция низкой концентрации, в более глубоких горизонтах – солянокислотные растворы и ПАВ. Хороший эффект в порово-трещинных коллекторах дает использование виноградной и других кислот.

Широко применяются комплексы методов, включающие, наряду с физико-химической обработкой пластов, повторной перфорацией и воздействием ПГДБК, гидроразрыв пласта и операции по изменению давлений в скважине.

Системный анализ (Г.Н.Леоненко, В.В.Захаревич) позволил выявить три группы критериев оценки эффективности вскрытия пластов перфорацией. К первой группе относится положение интервала перфорации, образование каналов в породе и герметичность интервала опробования после перфорации. Вторая группа включает условия формирования притока к забою: коэффициент гидродинамичес-

кого совершенства, направленность отклонения от линейного закона фильтрации и величина работающей мощности пласта. Третья группа критериев сводится к величинам погрешностей приведенного дебита и продуктивности, создающих основу для корректного сравнения результатов опробования.

Качество вскрытия пластов бурением характеризуется величиной коэффициента гидродинамического совершенства, полученного по результатам вскрытия скважин открытым стволом ( $K_{co}$ ). Эффективность применения различных видов перфорации определяется разницей между величинами  $K_{co}$  и  $K_c$  перфорированной скважины на основе системного анализа результатов испытаний и геологических данных.

Эффективность вскрытия перфорацией сходных по составу и строению терригенных коллекторов зависит от принадлежности их к глубинным зонам. Каждой из них свойственны свои величины коллекторских характеристик, масштабы отклонений параметра трещиноватости от единицы и связанные с ними способы перемещения пластового флюида к забоям скважин.

Сравнение эффективности вскрытия при использовании различных перфораторов показало, что выбор типоразмера перфоратора в высокопроницаемых пластах-коллекторах верхних глубинных зон (если  $\alpha_{nc}$  в них превышает 0,7) мало влияет на  $K_c$ .

В третьей и четвертой глубинных зонах вскрытие сложно построенных пластов-коллекторов тюменской свиты Западной Сибири перфораторами ПКО89, ПР и ПКС105 сопровождается благоприятным воздействием на околоскважинную зону и приводит к улучшению ее характеристик и величин  $K_c$  в целом. Эффективность применения ПР43 и ПР54 выше, по сравнению не только с ПКС80, но и с повторной перфорацией, методами воздействия ПГДБК после перфорации с использованием ПКС80.

Вскрытие сложнопостроенных пластов-коллекторов перфораторами ПКС80 в этих зонах на глубинах 2,6-2,9 км ведет к понижению  $K_c$  на 0,2-0,25. При применении перфораторов ПКС80 в залежах, расположенных в юрских отложениях, в тюменской свите на Талинском, Восточно-Сургутском и Новопортовском месторождениях средние значения  $K_c$  равны 0,50, а при использовании корпусных перфораторов ПКО89 и бескорпусных ПКС105, ПР54 и ПР43  $K_c = 0,75$ . Более высокая эффективность вскрытия этими перфораторами объясняется повышенной пробивной способностью их зарядов. Высокое качество вскрытия перфоратора ПКО89 обусловлено

сочетанием мощных зарядов с защитной функцией корпуса ПК089 от нежелательных взрывных воздействий на ПЗП.

Наиболее сложно оценить эффективность вскрытия перфорацией юрско-валанжинских пластов-коллекторов в третьей и четвертой глубинных зонах. Средние величины  $K_c$  в них не превышают 0,3-0,65, их и следует считать мерой эффективного вскрытия глубоких горизонтов. В связи с усилением неоднородности и трещиноватости коллекторских горизонтов отклонения от этой величины возрастают в два с лишним раза.

Прогноз эффективности вскрытия следует осуществлять с учетом соотношения пористости, проницаемости, неоднородности пластов-коллекторов, сокращения репрессии на пласт, изменения плотности углеводородных флюидов в диапазоне 0,60-0,85 г/см<sup>3</sup> и увеличения их вязкости до 85 сП. При прогнозировании эффективности вскрытия предлагается базироваться на представлениях о формировании околоствольной зоны пластов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов, на известных зависимостях  $K_c$  скважин от ряда рассмотренных факторов с учетом снижения этого коэффициента от единицы в верхней глубинной зоне (до 2 км) до 0,3-0,4 – в четвертой, наиболее глубокой (>2,8 км).

\* \* \*

Таким образом, в главе показано, что вскрытие пластов тесно связано с глубинной зональностью. Рассмотрены особенности бурения, вторичного вскрытия и вызова притоков в различных районах Западной Сибири. Установлено, что подавляющее большинство объектов вскрыто с достаточно высокой эффективностью. Изучены связи между параметрами в системе “скважина-пласт” с применением факторного анализа, которые позволяют осуществлять прогнозирование и регулировать эффективность вскрытия пластов в различной обстановке.

Ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов с глубиной приводит к попыткам компенсировать этот процесс изменением технологии вскрытия перфорацией, что дает эффект в отношении коллекторов лучшего качества и при освоении на низких депрессиях. Коллекторские пласты худшего качества должны вскрываться с применением более совершенных технологий, которые необходимо создать.

## Глава 16. МАСШТАБЫ ТЕХНОГЕННЫХ ПОТЕРЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ И ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН

---

*Приведены результаты обобщения материалов о масштабах техногенных потерь проницаемости коллекторов и продуктивности скважин. Сделан вывод о необходимости изучения процессов и механизмов техногенных изменений, воздействуя на которые можно усовершенствовать технологии вскрытия и опробования пластов.*

Существенное изменение физических свойств пласта наблюдается на тех его участках, которые расположены вблизи ствола скважины, или в прискважинной области. Согласно общепринятым представлениям ухудшение фильтрационных свойств пласта в этой области приводит к снижению продуктивности, нефтегазоотдачи, неравномерной выработке запасов и имеет определяющее значение при выделении коллекторов и оценке их параметров по данным ГИС. Достаточно отметить, что около 50% скважин в Западной Сибири и других регионах имеет коэффициент продуктивности в два раза ниже потенциального, 25% – в четыре раза и 10% – в десять раз.

Многолетние исследования показали, что изменения коллекторов в прискважинной области определяются их исходными свойствами и воздействиями на пласты в процессе их вскрытия и опробования. Наибольшую роль играет репрессия на пласты и применение в качестве промывочной жидкости глинистых растворов, полидисперсных систем, дисперсной фазой которых являются глинистые частицы.

Принято считать, что участок измененных пород, образовавшихся под влиянием глинистого раствора в результате нарушения равновесия в системе “скважина-пласт” при бурении, имеет близкое к концентрически-зональному строение. Он состоит из зон с различными физическими свойствами.

Вдоль стенок скважины расположена глинистая корка, далее зона коагуляции и зона внедрения фильтрата глинистого раствора (зона проникновения), которая состоит из двух подзон: промытой и переходной. Конфигурация и размеры зон непостоянны. Практически концентрическая форма их появляется при разбуривании пластов. После крепления скважин трубами наблюдается частичное расформирование зон: на одних участках они увеличиваются, на дру-

гих – исчезают при перфорации и операциях, связанных с вызовом притока. Но полного восстановления природного равновесия не происходит, и участки необратимых изменений физических свойств пласта остаются.

*Глинистая корка* имеет толщину от первых миллиметров до первых сантиметров, которая возрастает в коллекторах с ростом проницаемости ( $K_{пр}$ ). При  $K_{пр} = 0,5 \text{ мкм}^2$  она достигает максимальной величины. При разбуривании пласта корка играет положительную роль: препятствует проникновению в породы фильтрата бурового раствора и усиливает устойчивость стенок скважины. Корка обладает высоким фильтрационным сопротивлением, но периодически при бурении во время проработки ствола скважины и спуско-подъемных операций, а также при перфорации и вызове притока она разрушается.

*Зона кольматации* (глубина от 1,5-4 до 20-40 мм) представляет прискважинную часть пласта, породы которого закупорены полностью или частично за счет проникшей дисперсной фазы промывочной жидкости. В Западной Сибири эта зона иногда разделяется на две подзоны: фильтрационную и внутреннюю корки. Они создают гидравлическое сопротивление флюиду, движущемуся из неизменной части пласта к стволу скважины. Фильтрационное сопротивление зоны кольматации на 1-2 порядка выше, чем глинистой корки. Зона кольматации формируется в течение 3-15 мин. При перфорации и испытаниях скважин она частично разрушается и усложняется. Максимальная глубина зоны отмечена при перепаде давления в системе “скважина-пласт” от 2,5 до 4 МПа в коллекторах с высокой проницаемостью. С существованием в прискважинной области зоны кольматации связано значительное снижение фильтрационно-емкостных свойств пласта и продуктивности скважин. Интенсивность изменения коллекторов при взаимодействии их с дисперсной фазой промывочной жидкости определяется как характеристикой пород, свойствами коллекторов, размером пор, их формой, особенностями поровых и пластовых флюидов, термобарическими параметрами, так и составом, фильтрационными и коркообразующими характеристиками бурового раствора, изучение которых имеет важное значение. На физические свойства зоны кольматации существенное влияние оказывает природа дисперсионного материала. Осевшая в породе твердая фаза не только приводит к механическому закупориванию пор, но и вступает в физико-химическое взаимодействие с обломками пород и минералов стенок пор.

*Зона проникновения* характеризуется тем, что дисперсионная среда в виде фильтрата промывочной жидкости, проникая в пласт значительно дальше от стенки скважины, чем твердые частицы, приводит к изменению водонасыщенности, минерализации, удельного электрического сопротивления, коллекторских параметров и других физических свойств пласта. В зависимости от строения околоскважинного пространства, свойств пород-коллекторов и промывочной жидкости размеры зон проникновения изменяются от первых сантиметров до 6 м, составляя в среднем 1,7 м, и оцениваются соотношением их диаметра к диаметру скважины. При неглубоком проникновении фильтрата поперечные размеры зоны составляют 4-6 диаметров скважины, что соответствует 0,5-0,6 м, при значительном проникновении – 8-16 диаметров и более. Свойства этой зоны учитываются при интерпретации результатов ГИС. Ее влияние при изучении параметров и нефтенасыщенности коллекторов обычно исключается.

При значительной глубине проникновения фильтрата промывочной жидкости учитывать его воздействие на результаты определения характеристик пласта невозможно, что приводит к ошибкам в интерпретации результатов ГИС и пропуску продуктивных пластов. Знак и величина ошибок определяется по ГИС соотношениями значений удельного электрического сопротивления фильтрата бурового раствора, пластовой связанной воды и средней водонасыщенности в зоне проникновения и в незатронутой проникновением части пласта. Но точность этой оценки низка, поскольку при проникновении фильтрата в продуктивный пласт происходит изменение его водонасыщенности, минерального состава остаточной воды и структуры порового пространства за счет гидратации глинистого материала и осаждения нерастворимых продуктов минеральных превращений, которые пока не учитываются.

Размеры зон проникновения зависят от особенностей промывочной жидкости. Диаметры зон в пластах, сходных по составу и строению и вскрытых на глинистом растворе, составляют 1,7 м, на безглинистом – от 0,1-0,5 до 4,2 м при времени воздействия от 7 до 30 сут. Время расформирования зоны проникновения и восстановления продуктивности скважин находится в пределах от полугода до 5-6 лет и более.

Зоны проникновения в разрезах меловых отложений Западной Сибири характеризуются контрастностью и неоднородностью. Особенно велики они в северных районах, где их размер достигает



5-10 м. На Харасавэйском, Бованенковском, Заполярном, Губкинском, Русском, Уренгойском, Ямбургском и других месторождениях их связывают с влиянием многолетнемерзлых пород, вызвавших снижение температур и пластовых давлений, изменение положения флюидных контактов и сокращение объемов залежей (И.В.Мальшкова).

Размеры зон проникновения в Уренгойском и Надым-Пуровском районах превышают 40 диаметров скважин (более 5 м) и в одном разрезе колеблются от 8 до 34 диаметров. Глубокие зоны проникновения характерны для маломощных пластов (1-4 м). Так, в скв. 32 Северо-Тамбейской площади в пластах мощностью 0,5-2,8 м размер зоны проникновения составил 24-32 диаметра скважины. В Нижневартовском районе средняя величина зон равна четырем диаметрам скважины, в Сургутском - восьми, что в верхних и средних горизонтах типично для 35-40% разрезом.

В глубоких горизонтах, в юрских отложениях, размер их меньше (от 2 до 8 диаметров). Здесь появляются зоны АВПД, но наряду с ними встречаются и участки АНПД, поглощающие значительное количество промывочной жидкости.

Переходные зоны в районах флюидных контактов очень резко различаются по способности проникновения в них фильтра бурового раствора. В одних случаях инфильтрация отсутствует, в других она характеризуется десятками диаметров скважин.

Система зон околоствольного изменения коллекторских параметров фиксируется методами ГИС. Зона кольматации и промытая зона выделяются микрометодами, глинистая корка – кавернометрией и коркометрией, зона проникновения – микрозонами БКЗ. Масштабы изменений свойств коллекторов в зонах кольматации и проникновения оперативно оцениваются с помощью методов зондирования с различной глубиной исследований. Величина зон проникновения фиксируется методами гамма-гамма-плотнометрии. На скважинах Самотлорской и Лор-Еганской площадей против глинистых пластов плотность промывочной жидкости в стволе равна  $1,10 \text{ г/см}^3$ , против нефтегазоносных пластов она меньше: нефтеносные пласты характеризуются снижением плотности до  $1,07 \text{ г/см}^3$ , газонасные – до  $1,02 \text{ г/см}^3$ , что свидетельствует о более высоком проникновении промывочной жидкости в газоносный пласт.

Характеристики пластов в прискважинной области традиционно используются для выделения и оценки коллекторов при подсчете запасов, контроле за обводнением пластов, при определении влия-

ния этой области на продуктивность скважин и нефтеотдачу коллекторов. Но в связи с образованием зон проникновения при проводке скважин не только резко снижаются коллекторские свойства пластов, но и появляются трудности в выделении коллекторов методами ГИС, особенно при применении комплексов БКЗ, БК, НК и других, так как геофизические данные не содержат необходимой информации о неизменной части пласта.

Известно, что большинство скважин региона бурят с применением глинистого раствора. При оптимальной водоотдаче его 4-8 см<sup>3</sup>/30 мин условия изучения разрезов геофизическими методами наиболее благоприятны, поскольку в этом случае глубина проникновения фильтрата и толщина глинистой корки являются минимальными. При высокой водоотдаче раствора глубокое проникновение не позволяет оценивать нефтегазоносность коллектора глубинными методами электрометрии (глубинный зонд), а толстая глинистая корка делает коллектор недоступным для изучения методами с малой глубиной. Увеличение репрессии на пласт действует так же, как и повышение водоотдачи. Если зона проникновения имеет большие размеры, доступная для исследований часть нефтенасыщенного пласта приобретает повышенное удельное электрическое сопротивление, и пласт характеризуется как водонасыщенный. Из изложенного видно, что проникновение фильтрата и твердых частиц в пласт способствует неверному определению одного из основных подсчетных параметров – коэффициента нефтенасыщенности.

Для снижения влияния отрицательных воздействий фильтрата промывочной жидкости широко используются минерализованные растворы на нефтяной основе. Повторные замеры ГИС позволяют следить за изменениями в пластах и выделять объекты, в которых происходит движение флюида, т.е. истинные коллекторы. Комплекс мер дает возможность изучить и черты строения измененных призабойных зон пластов, установить их истинную структуру, динамику образования и расформирования.

Точную оценку масштабов загрязнения пластов при использовании принятых технологий вскрытия необходимо иметь при анализе и прогнозе дебитов скважин, текущей нефтеотдачи, при определении эффективности применения новых методов воздействия на пласт и в ряде других случаев.

Существует ряд методов, позволяющих оценить техногенные изменения прискважинной области, а значит, качество и эффективность вскрытия пласта. Их можно разделить на количественные и качественные. В основе количественных методов лежат данные срав-

нительного анализа проницаемости, гидропроводности или продуктивности удаленной и прискважинной зон пласта. Они позволяют дифференцированно оценить влияние каждой из зон прискважинной области на процесс фильтрации. Для определения параметров, входящих в расчетные формулы, используют лабораторное моделирование, промысловые данные, результаты гидродинамических, промыслово-геофизических исследований скважин.

Качественные методы применяют в том случае, когда недостаточно данных для количественной оценки техногенных изменений свойств коллекторов и продуктивности скважин. Они основаны на сравнительной оценке установленных параметров пласта.

Определение масштабов загрязнения прискважинной области вытекает из оценки эффективности вскрытия пластов, которая, как было указано ранее, является многокритериальной. Для ее оценки авторами рекомендован коэффициент гидродинамического совершенства ( $K_c$ ). Степень загрязнения прискважинной области может быть представлена как разность между единицей и значением  $K_c$ .

В среднем для Талинского, Восточно-Сургутского, Новопортовского и других месторождений Западной Сибири она находится в пределах 0,2-0,4, возрастая с глубиной и снижаясь с повышением однородности пластов, сокращением в них плотных прослоев по отношению к проницаемым, при более интенсивном увеличении пористости и ее соотношения с проницаемостью. Степень загрязнения возрастает при повышении репрессии на пласт, вязкости и плотности флюидов пласта, при использовании перфораторов с низкой пробивной способностью. При увеличении проницаемости пластов потери возрастают от 0,11 до 0,55.

\* \* \*

Итак, при вскрытии пластов бурением за счет проникновения фильтра и твердых частиц бурового раствора в пласт вокруг скважины образуется динамическая система зон снижения коллекторских параметров с различным характером изменений. Размеры зон непостоянны и достигают 6 м.

Сохранение естественной проницаемости прискважинной области обеспечивается качеством промывочной жидкости, в том числе изолирующей способностью полимерной пленки и отсутствием в растворе твердых частиц, способных проникнуть в пласт. Положительную роль играет высокая скорость бурения и низкая репрессия на пласт.

Дополнительные изменения коллекторских параметров (положительные или отрицательные) вызывает вторичное вскрытие, в результате которого комплекс загрязненных пород околоскважинного пространства приобретает сложную конфигурацию.

Все последующие операции по воздействию на пласт и испытанию скважин направлены на улучшение фильтрационных параметров и продуктивности скважин, однако полное восстановление прискважинной области чаще всего не происходит.

Комплексом ГИС все зоны прискважинной области фиксируются отчетливо. Техногенные изменения прискважинной области традиционно используются для выделения и оценки коллекторов при подсчете ресурсов и запасов нефти и газа, при контроле за обводнением пластов, для определения влияния этой области на продуктивность скважин и нефтеотдачу коллекторов. Вместе с тем изменения коллекторов приводят к снижению продуктивности, нефтегазоотдачи, к потерям при оценке продуктивности по данным ГИС.

Современные технологии предусматривают широкий комплекс целенаправленных воздействий на прискважинную область. Выбор операций должен базироваться на представлениях о роли геологических и технологических факторов в изменении свойств пласта, о процессах, происходящих в пласте и механизмах техногенных изменений коллекторов. При создании методов оценки перспектив залежей углеводородного сырья и проектировании систем его добычи также необходимы сведения о техногенных изменениях коллекторов, о динамике этих изменений в пластовых условиях.

Приведенные результаты обобщения материалов о масштабах потерь проницаемости коллекторов и продуктивности скважин позволяют сделать вывод о необходимости изучения процессов и механизмов техногенных изменений, воздействуя на которые можно усовершенствовать технологии вскрытия и опробования коллекторов.

## **Глава 17. ПРОЦЕССЫ И МЕХАНИЗМЫ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ТЕХНОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

---

*Рассмотрены процессы, происходящие в пластах при бурении, перфорации и вызове притока, выявлены факторы их вызывающие, механизмы, определяющие динамику системы “скважина-пласт”.*

При вскрытии залежей углеводородов в околоствольной зоне в результате нарушения равновесия в системе “скважина-пласт” происходит неоднократное взаимодействие бурового раствора и пластовых жидкостей, которое приводит к закономерным изменениям коллекторских свойств пород, снижению продуктивности, нефтегазоотдачи, неравномерной выработке месторождений и потерям пластовой энергии. Характер и интенсивность процессов техногенных изменений коллекторов определяются главным образом их исходными свойствами и технологией вскрытия. При этом основная роль, очевидно, принадлежит влиянию репрессии на пласт и качества промывочных жидкостей.

Имеющиеся материалы о процессах и механизмах техногенных воздействий на коллекторы при бурении носят узконаправленный характер. Как правило, рассматриваются отдельные процессы преобразований порового пространства, редко учитывается изменение скелета пород, занижена роль трещиноватости, не оценивается динамика процессов в околоствольной зоне пласта. Основные представления о механизме и закономерностях изменения физических свойств пластов-коллекторов в околоствольной зоне сформировались на основе лабораторного моделирования.

В данной работе рассмотрен комплекс процессов, происходящих в пластах Западной Сибири при первичном и вторичном их вскрытии и испытаниях, на основе теоретических представлений, экспериментальных исследований и промышленного использования полученных результатов на месторождениях региона. Основное внимание уделено роли динамических факторов техногенных изменений.

### **17.1. Загрязнение прискважинной области при бурении**

Анализ механизмов изменения физических свойств пластов-коллекторов месторождений Западной Сибири, как и других регионов,

показал, что прискважинная область представляет сложную динамическую систему. Это подтверждается исследованиями, выполненными на Западно-Муртымьинском месторождении Тюменской области.

Контроль за процессами в ПЗП производился методами акустического воздействия с интервалом 62 дня. Он показал, что в первые четверо суток (95 ч) после вскрытия пласта из скважины происходил вынос задавочного соленого минерализованного раствора. За счет принятия, а потом отдачи пластом этого раствора в стволе скважины появился жидкостной разделяющий слой, выше которого находилась смесь нефти, воды и газа с плотностью  $0,4 \text{ г/см}^3$ , ниже – задавочная соленая вода. Работающая мощность пласта возросла с 3,4-3,6 до 6,8 м, дебит – с 37 т/сут до 62 т/сут. В продукте увеличилось количество газа. Коэффициент проницаемости возрос с 0,01480 до  $0,016 \text{ мкм}^2$ , а коэффициент продуктивности – на 16,4%. Такие результаты получены как за счет увеличения проницаемости ПЗП и дегазации флюида в пласте, так и за счет столба солёной воды, выходящей из скважины.

Повторные комплексы ГИС через 6 дней показали, что уровень газожидкостного слоя не изменялся, “работающая” мощность пласта возросла до 7,6 м, а из некоторых пропластков продолжал поступать газ. Еще через 42 дня раздел жидкости остался на том же уровне, плотность смеси выше него возросла до  $720 \text{ кг/м}^3$ , работающая мощность пласта снизилась до 3,6 м, выделение газа прекратилось, и очистка ПЗП от минерализованного раствора произошла во всем интервале перфорации. Через 55 и 61 сут жидкостной слой в скважине опустился на 10-13 м, произошла полная очистка ПЗП от задавочного раствора, но по-прежнему не отмечено разгазирование залежи (И.О.Дубинский и др.).

Для регулирования изменения параметров коллекторов необходимо изучать процессы и механизмы, происходящие при вскрытии и освоении пластов в каждой из зон околоскважинного пространства.

При вскрытии пластов бурением механизм изменения коллекторов в отдельных зонах прискважинной области обусловлен влиянием целого ряда факторов.

*Механизм образования глинистой корки* определяется исходными параметрами пластов-коллекторов, промывочной жидкости и технологией промывки. Скорость образования корки, распределение в ней напряжений обусловлены изменением коэффициентов проницаемости и пьезопроводности прискважинной области.

Согласно экспериментальным данным толщина сформировавшейся глинистой корки уменьшается с увеличением скорости циркуляции промывочной жидкости, а ее плотность возрастает (Ю.П.Номиксон, У.Д.Мамеджанов).

Основными факторами, влияющими на изменение физических свойств глинистой корки, являются перепад давлений в системе “скважина-пласт” и проницаемость пласта. Увеличение перепада давлений приводит к уплотнению глинистой корки.

*Процесс образования зоны кольматации* выглядит следующим образом. Наиболее простым является случай, когда величина дисперсных частиц раствора не превышает поперечные размеры пор коллектора. Частицы проникают в эти емкости, что делает их непроходимыми для других частиц. Экспериментальные исследования на кернах показали, что кольматация зависит от соотношения размеров пор пород и частиц дисперсионной фазы промывочной жидкости. Кольматация в породах с размерами пор, превышающими и соизмеримыми с величиной частиц твердой фазы промывочной жидкости, приводит к уменьшению пустот большого диаметра и увеличению пор малого сечения.

Интенсивность процесса кольматации зависит от минерального состава пород и дисперсной фазы промывочной жидкости. Глинистые частицы, попадая в поровое пространство, образуют прочные связи с минералами, ограничивающими все поры.

При использовании в промывочной жидкости мела и конденсированного мелкокристаллического гипса происходит значительное снижение проницаемости, связанное с увеличением объема при физико-химическом взаимодействии этих минералов с водой. Но в этих случаях восстановление проницаемости происходит быстрее, особенно когда поры не полностью забиты дисперсной фазой промывочной жидкости.

Используемые в Западной Сибири полимерные растворы содержат гелеобразные сгустки. При снижении вязкости, как это делается в Среднем Приобье, они оказывают избирательное воздействие на водоносные и продуктивные коллекторы. Растворы интенсивно понижают проницаемость водонасыщенных коллекторов (на 75%) и слабо-нефтенасыщенных (на 5-10%).

Для снижения кольматации в Западной Сибири широко используются полимерные растворы с эфирами. Они проявляют дестабилизирующее воздействие на глинистую суспензию, образующуюся при разбурировании на севере Западной Сибири 800-метровой толщи

неоген-туронских глин. В результате достигается эффект самоочищения раствора от нарабатывающихся при бурении глинистых примесей, что предотвращает кольматацию коллекторов (С.И.Долганская).

Существует методика оценки кольматирующего влияния промывочных жидкостей различных типов на керны горных пород, которая заключается в том, что первоначально измеряют фильтрацию бурового раствора и рассчитывают коэффициент проницаемости породы по отношению к данному раствору. Затем через керн, но в обратном направлении продавливают керосин и по его объему рассчитывают коэффициент проницаемости породы по отношению к керосину. Соотношение этих коэффициентов отражает степень восстановления проницаемости породы после взаимодействия с буровым раствором.

Исходя из изложенного, механизм кольматации определяется процессами механического закупоривания пор дисперсной фазой и физико-химическим взаимодействием дисперсной фазы кольматанта с материалом пористой среды (Д.М.Минц и Ю.М.Шехтман). Кольматация происходит при сколь угодно малых размерах частиц дисперсной фазы в результате адсорбционного взаимодействия, коагуляции и структурирования частиц в порах коллектора. Процесс зависит от количества кольматанта, свойств глинистой корки и пластов-коллекторов.

Изменение физических свойств пород в процессе кольматации носит динамический характер. В модели процесса кольматации выделяют шесть компонентов: скелет породы, остаточное водонасыщение, недоступный поровый объем, кольматирующая среда, свободный кольматант и фильтрат глинистого раствора. Чем выше начальная проницаемость, тем значительно снижается фильтрация под влиянием кольматации. От исходной проницаемости и структуры порового пространства пород зависит изменение толщины зоны кольматации и количество осевших в ней глинистых частиц.

*Процесс образования зоны проникновения* отличается тем, что дисперсионная среда в виде фильтрата промывочной жидкости проникает в пласт, вызывая изменение водонасыщения, минерализации, удельного электрического сопротивления, других физических свойств пласта. В промытой подзоне остаются объемы неподвижной нефти, газа и воды.

Техногенные изменения свойств пласта-коллектора в зоне проникновения фильтрата определяются увеличением в порах количества связанной воды, которое обусловлено гидродинамическими про-



цессами. К ним относятся двухфазная фильтрация, капиллярные процессы, смешивающее вытеснение, перераспределение давлений и другие (Н.Н.Михайлов).

Увеличение количества связанной воды происходит при проникновении в коллектор водного фильтрата бурового раствора. Это приводит к увеличению водонасыщенности и к изменению относительной проницаемости по насыщающим коллектор флюидам. Взаимное вытеснение в пористой системе несмешивающихся жидкостей определяется поверхностными явлениями. При этом величина возникающих капиллярных давлений может привести к закупорке каплями воды поровых каналов малого диаметра. В гидрофильных породах поровая вода, обладая высокой вязкостью и значительной прочностью на сдвиг, уменьшает сечение пор и приводит к снижению пористости и проницаемости пород.

Характер распределения фаз при двухфазной фильтрации зависит от соотношений гидродинамического перепада давлений с капиллярным. По этому признаку в околоствольной зоне возможны различные механизмы вытеснения нефти, газа и воды. Выделяются режимы опережающего капиллярного вытеснения – при малом перепаде гидродинамического давления, капиллярно-напорный – при недостаточном перепаде его, автомоделный – при таком критическом перепаде давления, когда скорость движения менисков становится соизмеримой со скоростью движения флюида по крупным порам, и автомоделность наступает по параметрам вытеснения. При дальнейшем увеличении перепада давления автомоделный режим сменяется прорывным, когда происходит прорыв смачивающей фазы по крупным порам. Основными режимами являются капиллярно-напорный и прорывной. При различных условиях вытеснения флюидов неодинаковы и эффекты заземления объемов несмачивающей фазы в порах большого диаметра.

С увеличением вязкости нефти происходит уменьшение подвижной водонасыщенности и становится больше радиус проникновения фильтрата. При повышении скорости проникновения радиус зоны проникновения растет с увеличением числа свободных пор в коллекторе. Удаление глинистой корки приводит к возрастанию подвижности флюидов.

Механизм капиллярного вытеснения меняется во времени. При повторном вытеснении для образования зон со сходными параметрами перепад давления надо увеличивать.

При проникновении фильтрата промывочной жидкости в пласт-коллектор происходит изменение минерализации прискважинной области в результате смешения фильтрата и пластовой воды, что приводит к значительному ухудшению или улучшению качества коллекторов. В пластовых условиях полного вытеснения пластовых вод не происходит, промытая зона не образуется даже при 12-50-кратном прохождении фильтрата через объем пор. Количество невытесненной пластовой воды при этом может составлять 50% и более (А.И.Ручкин и др.). Насыщение пор фильтратом зависит от скорости фильтрации, эффективной пористости и коэффициента эффективной диффузии (И.Г.Ярмахов, Н.Н.Сохранов). Полнота вытеснения пластовых вод фильтратом глинистого раствора определяется структурой порового пространства, или распределением пор по размерам, и гидродинамической извилистостью их каналов.

Значения геофизических параметров обычно занижены из-за отсутствия в кернах естественных трещин, толщина которых достигает 1 см, и из-за недостаточного учета данных об истинном распределении микропотоков флюидов.

Техногенное изменение качества коллекторов происходит в результате воздействия массообменных физико-химических процессов, которые интенсифицируются при проникновении в породу водных фильтратов бурового раствора. Среди процессов, вызывающих изменение, преобладают сорбция, десорбция, гидратация и, как одно из следствий, – набухание глинистого материала в породах пласта. На фильтрационные свойства околоствольной зоны оказывают влияние также образование водонефтяных эмульсий, выпадение в порах солей, серы, конденсата и парафинов. Массообменные процессы определяются кинетикой массообмена, или скоростью перехода вещества из одной фазы в другую. При поглощении солей это приводит к увеличению времени образования промытой зоны.

*Явление набухания монтмориллонитовых и бентонитовых глинистых минералов, входящих в состав коллекторов наиболее продуктивных и близповерхностных горизонтов месторождений Западной Сибири, является серьезной причиной снижения свойств этих коллекторов, что подтверждено авторами при последовательной прокачке нефти, минеральных растворов и воды через образцы керна меловых отложений севера Западной Сибири. При этом происходит изменение проницаемости коллекторов вплоть до полного прекращения фильтрации.*

Степень влияния набухания глин на качество коллекторов зависит от их минерального состава, содержания, распределения в породах, размера пор, структуры порового пространства, химического состава остаточной воды.

Изменение объема глинистых минералов обусловлено особенностями строения, их слоистой структурой. Основу ее составляют листы кремнекислородных тетраэдров и гидроксильно-кислородных октаэдров с анионами трехвалентного алюминия в центре. Сочетанием этих структурных элементов определяются различия между каолинитовой и монтмориллонитовой группами глинистых минералов. Связь между слоями нарушается при внедрении молекул воды и активизации действия адсорбционных, осмотических, капиллярных сил, определяющих напряжение, с которым вода удерживается в структурированной системе.

Адсорбционная активность зависит от активной поверхности минералов, которая наиболее высока у бентонита и монтмориллонита ( $500-800 \text{ м}^2/\text{г}$ ). По величине водовосприимчивости глинистые минералы в порядке ее снижения располагаются в ряд: бентонит – монтмориллонит – смешанослойные монтмориллонит-гидрослюдастые образования – хлорит – гидрослюда – каолинит.

Основным фактором, определяющим степень набухаемости глин, является валентность катионов. Одновалентные катионы способствуют диспергированию глин, увеличивая первоначальный объем их в присутствии воды в 10 раз. Многовалентные катионы, наоборот, способствуют их агрегации и препятствуют проникновению между ними воды.

Большую роль играет расклинивающее давление за счет дополнительного химического потенциала, который приобретают глины при изменении физико-химической обстановки в системе глинистая порода – насыщающий флюид (Б.В. Дерягин). Если силы сцепления глинистых частиц и скелета преобладают над действием расклинивающего давления, то частицы сорбируют воду из порового пространства. Если преобладает расклинивающее давление, глины отслаиваются и диспергируются.

Переход от гидратационного набухания к режиму диспергирования происходит при критической концентрации солей – 20 г/л (С. Жакен). На диспергирование глин влияет режим фильтрации. При медленном снижении минерализации уменьшение проницаемости за счет самокоагуляции незначительно, при быстром – поте-

ри проницаемости составляют 50%. Эффект диспергирования зависит от состава глинистых пород и фильтрата (О.Франк, И.Ионас).

Явления адсорбции солей приводят к изменению минерализации промывочной жидкости, а процессы гидратации – к смене текущего и остаточного водонасыщения, эффективной проницаемости и пористости. Гидратация вызывает присоединение воды из свободного порового пространства к глинистой составляющей скелета, сорбция ведет к обеднению, а десорбция – к обогащению фильтрата промывочной жидкости катионами. Процессы гидратации и сорбции приводят к уменьшению эффективного диаметра фильтрующих пор, что влияет на изменение коэффициента проницаемости ( $K_{np}$ ). Величина  $K_{np}$  зависит от содержания адсорбированной воды и характера ее распределения. А количество такой воды зависит от коэффициента глинистости, минерализации воды и типа глин (С.Жакен и Ф.Олсон).

В глинистом пласте из-за процессов гидратации и сорбции наблюдается значительное отставание фронта минерализации воды от фронта водонасыщения, т.е. значительная часть проникшего фильтрата отличается по минерализации. Радиус зоны с измененной минерализацией в песчаном и глинистом пластах различен. Колеблются и размеры переходной зоны. В глинистом пласте они значительно меньше. Возникает подзона гидратации с повышенным коэффициентом текущего остаточного водонасыщения. В отличие от “чистых” в глинистых пластах появляются две новые околоствольные подзоны – гидратации и измененной минерализации. Их наличие усложняет процессы изменения свойств пород в зоне проникновения.

Изменение химического состава вод, насыщающих породу при проникновении фильтрата промывочной жидкости, влечет за собой изменение объема глинистого материала в породе, причем степень набухания зависит от химического состава вод. Так, объем глинистого материала из коллекторов пласта БВ<sub>8</sub> Самотлорского месторождения Среднего Приобья увеличивается в пресной воде на 29%, а в слабоминерализованной (17 г/л) из сеноманских отложений – на 22%.

Обработка промывочных жидкостей растворами соляной кислоты, едкого калия, хлористого кальция с целью насыщения его катионами вызывает снижение набухаемости до 50%. Промывка в процессе разбуривания нижнемелового пласта БВ<sub>8</sub> водами из верхнемеловых сеноманских горизонтов вызывает уменьшение его проницаемости на 15-20%, а замена сеноманской воды пресной озерной или речной приводит к дальнейшему снижению фильтрационных харак-

теристик пласта на 30-40%. Аналогичная замена вод при бурении в горизонтах АБ<sub>1-5</sub> обусловила снижение фильтрации соответственно на 10-15 и 20-50%. При обратной замене вод проницаемость пород восстанавливалась почти до первоначальной величины.

Породы главных нижнемеловых продуктивных горизонтов Западной Сибири характеризуются слабой набухаемостью, что объясняется небольшим количеством глинистых минералов (9 %), их гидрослюдисто-каолинит-хлоритовым составом, в котором содержание набухающих компонентов не превышает 20%. Распределен глинистый материал в виде тонкой пленки по стенкам порового пространства.

Таким образом, вскрытие продуктивных горизонтов Западной Сибири с применением пресного бурового раствора вызывает снижение проницаемости зоны проникновения. Замена его минерализованной водой повышает проницаемость пород и продуктивность скважин. Так, коэффициент продуктивности скважины, вскрывшей горизонт АС<sub>5-6</sub> Федоровского месторождения, оказался равным 0,40 м<sup>3</sup>/сут·МПа. Горизонт сложен мелкозернистыми песчаниками с каолинитовым цементом. Породы горизонта были обработаны водным раствором хлористого кальция, после чего коэффициент продуктивности его увеличился до 1,15 м<sup>3</sup>/сут·МПа. Положительный эффект обусловлен, по-видимому, замещением катионов натрия кальциевыми, что способствовало усилению гидратации глинистых частиц и десорбции асфальтенов и смол в зоне.

Исследования изменений фильтрационной способности прискважинной области вследствие набухания глинистых минералов в продуктивных объектах Западной Сибири подтвердили установленные многочисленными опытами положения.

Набухание пород, содержащих глины, происходит в процессе массообмена, связанного с формированием адсорбционного слоя и водных ассоциатов, подобных кристаллогидратам в присутствии воды на поверхности кремнекислородных тетраэдров. На процесс набухания большое влияние могут оказывать изменения температуры, давления и скорости фильтрации.

Глинистые породы монтмориллонитового состава обладают большой емкостью поглощения и имеют более высокую влажность при набухании, чем породы каолинитового состава, характеризующиеся малой емкостью поглощения. Влажность глинистых пород снижается с глубиной. Катионы Ca<sup>++</sup> и Na<sup>+</sup> оказывают различное влияние на набухание глин с высокой емкостью поглощения; у глин

с малой емкостью их влияние почти незаметно. Концентрация электролита во внешней среде отражается на величине набухания глин, при этом в большей степени у натрий-содержащих образцов и у глин с большей емкостью поглощения.

Результаты исследования процессов набухания глин в различных химических средах позволяют специалистам обоснованно подходить к обработке буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов, содержащих глинистый материал.

Образование водонефтяных эмульсий тоже является следствием проникновения в пласт воды и снижения пористости и проницаемости пород. Благоприятные условия их образования создаются при непрерывном движении раздела нефть-вода в порах различной величины при постоянно меняющемся сечении поровых каналов, длительном контакте нефти с водой при периодически изменяющемся гидростатическом давлении на забое скважины. Наличие в фильтрах и нефтях природных и искусственных эмульгаторов органического и неорганического происхождения способствует образованию стойких структурных эмульсий, которые обладают высокой вязкостью, в состоянии покоя более похожат на упругий гель и препятствуют движению флюида к забою скважин, т.е. приводят к снижению проницаемости коллекторов.

*Образование нерастворимых осадков* в поровом пространстве коллектора при взаимодействии ионов нерастворимых солей, содержащихся в пластовых водах и фильтрах промывочных жидкостей, также приводит к снижению свойств в продуктивных нефтегазовых объектах.

На процесс солеотложения определяющее влияние оказывают характеристики флюидов, изменение температуры, давления в скважине, скорость фильтрации и состав пород.

Наиболее часто наблюдается образование нерастворимых карбонатов серы и сульфатов. При изменении концентрации солей и pH среды отмечается выделение коллоидного осадка гидроксила, а при взаимодействии щелочных фильтратов с хлоркальциевыми и хлормagneйными пластовыми водами – образование гидроокисей поливалентных металлов. Твердые осадки в порах образуются и в результате взаимодействия гуматов, содержащихся в фильтрах промывочных жидкостей, обработанных углещелочным реагентом. Выпадение нерастворимых осадков происходит из нефтей и газоконденсатов (например, парафинов) при проникновении в пласт фильтра бурового раствора, в результате смешения несовместимых вод,

пластовых и проникающих в пласт, или изменения фазового состояния флюидов под воздействием термодинамических факторов. Смешение пластовых и пресных вод р. Вах привело к увеличению коэффициента насыщения вод в скважине более 1, к выпадению карбонатов на оборудовании и в поровом пространстве коллекторов призабойной зоны пласта БВ<sub>8</sub> Самотлора и к снижению проницаемости пласта (Ровенская А.С., 1976). Процесс солеотложения был предотвращен путем использования вод сеноманских отложений, которые имеют характеристики, близкие к характеристикам пластовых вод.

После спуска и цементирования обсадной колонны при освоении скважины механизм изменения свойств пласта-коллектора обусловлен аналогичным рассмотренному комплексу фильтрационных массообменных процессов. Важная роль принадлежит двухфазной фильтрации и капиллярным явлениям диффузии, гравитации, гидратации, сорбции, выпадению солей. Но они имеют гистерезисный характер, т.е. интенсивность процессов сначала возрастает, затем затухает.

При цементировании скважины сначала происходит увеличение влажности пласта. Через двое суток при твердении цемента из-за явлений контракции наблюдается ее снижение, поскольку фильтрат в коллектор не поступает. Движение фильтрата после крепления скважин трубами обусловлено действием капиллярных и гидростатических сил. Под действием перепада капиллярного давления фильтрат растекается по продуктивному пласту, а нефть или газ поступают на участки, ранее занятые фильтратом. К числу определяющих параметров этого процесса относятся радиус зоны проникновения и относительная вязкость флюидов. Остальные параметры и динамика процесса не отличаются от рассмотренных на стадии проникновения фильтрата. После цементирования скважины процессы расформирования зоны проникновения усиливаются.

При капиллярном расформировании зоны движение нефти, газа и фильтрата имеет обратный характер. Определяющими в изменении физических свойств коллекторов могут быть эффекты защемления, роль которых усиливается при усложнении структуры порового пространства, при росте удельной поверхности пор.

Под действием диффузионных процессов, особенно в водоносных пластах, происходит изменение минерализации вод прискважинной области, скорость которого зависит от начального радиуса зоны проникновения. Насыщение зоны фильтратом убывает вглубь пласта по закону, близкому и линейному. Время расформирования зоны превышает период ее формирования на несколько порядков.

Поскольку поступление солей при формировании зоны фиксировано, происходит выравнивание минерализации фильтрата и пластовой воды.

При диффузионном расформировании зоны проникновения влияние количества поглощенных пористой средой солей сказывается на скорости расформирования: с его ростом процесс замедляется. У стенки скважины формируется избыточная сорбционная концентрация солей, и здесь практически исчезают эффекты расформирования зоны.

Гравитационное расформирование зоны возможно лишь в мощных газоносных пластах, что было зафиксировано на газовых месторождениях Западной Сибири. Ускорение процесса расформирования наблюдается в прискважинной зоне, а замедление - в слабозатронутой области пласта. При этом изменяется эффективная пористость, коэффициент остаточного водонасыщения, структура порового пространства, снижается проницаемость пласта-коллектора (У.Д.Мамаджанов и др.), что является следствием физико-химического взаимодействия фильтрата промывочной жидкости и материала пористой среды.

Под влиянием рассмотренных гистерезисных процессов происходило изменение околоствольной зоны скв.103 Западно-Муртымьинского месторождения.

Все процессы, происходящие в прискважинной области, фиксируются методами ГИС. Определяющим при комплексной интерпретации данных ГИС является коэффициент водонасыщения пласта. При его изменении в зоне проникновения меняются электрические, нейтронные, акустические свойства прискважинной области. Существует связь этого коэффициента с изменением основных физических свойств коллектора: удельного электрического сопротивления, водородного показателя, скорости прохождения упругих волн и др. На параметр удельного электрического сопротивления влияет не только водонасыщение, но и минерализация вод прискважинной области.

Таким образом, процессы изменения качества коллекторов прискважинной области при взаимодействии их с промывочной жидкостью определяются первичными свойствами коллекторов и насыщающих их флюидов, режимом промывки скважины, основными характеристиками промывочной жидкости, изучение которых имеет большое значение.



Снижение коллекторских свойств пласта происходит путем закупоривания пор, перераспределения их размеров за счет уменьшения эффективного объема больших пор при закупорке их твердой фазой, которая зачастую вступает во взаимодействие со стенками пор. Изменение свойств коллекторов усиливается в результате проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт и сопровождающих его процессов увеличения связанной воды, формирования водонефтяных эмульсий, набухания глинистых минералов и образования в порах нерастворимых компонентов. Все это приводит к снижению продуктивности пласта и даже к полной потере гидродинамической связи его со скважиной.

Изменяя дисперсность твердой фазы, состав промывочной жидкости и снижая ее способность к проникновению в прискважинную область, можно регулировать интенсивность техногенных воздействий на свойства коллекторов.

Физические свойства пород в зоне проникновения определяют двухфазной фильтрацией, диффузионными, массообменными, иногда гравитационными процессами и фиксируются при проведении ГИС.

Изменение свойств прискважинной области продолжается после цементирования скважины при перфорации и вызове притока, однако интенсивность и характер происходящих при этом в коллекторах процессов комплексно не рассматривались, в связи с чем необходимо отразить результаты соответствующих исследований для условий Западной Сибири.

## **17.2. Процессы, сопутствующие перфорации и вызову притока**

При перфорации скважины механизм изменения прискважинной области определяется репрессией на пласт, создаваемой прострелочно-взрывной аппаратурой. Перепад давления колеблется в диапазоне 0-15 МПа.

Глубина перфорационных каналов больше толщины глинистой корки и зоны кольтматации, но она зачастую не превышает по величине зону пласта, измененную проникновением фильтрата промывочной жидкости.

Процессы дополнительного техногенного изменения при перфорации происходят в зоне проникновения фильтрата бурового раствора. Они заключаются во взаимодействии и взаимовытеснении

промывочных жидкостей и пластовых растворов и сопровождаются физико-химическими явлениями, которые могут препятствовать притокам пластовых флюидов к забою скважины. Эти процессы определяются направленностью изменений свойств нефти, газов и воды на контакте с зернами и цементом пород и зависят от явлений адсорбции, поверхностного натяжения воды на границе с нефтью, коалесценции нефти в воде, быстроты и прочности прилипания капель нефти и воды к твердой поверхности в водной и нефтяной средах. Процессы взаимодействия пород и флюидов в околоствольной зоне пласта многочисленны. Остановимся на наиболее интенсивных явлениях, сопутствующих перфорации и освоению скважин, которые установлены авторами на месторождениях Западной Сибири.

Качество гидродинамической связи пласта и скважины определяется размером перфорационных каналов, их числом, расположением, воздействием кумулятивной струи на околоствольную зону вокруг каналов перфорации, особенностями взаимодействия пород и флюидов пласта с промывочной жидкостью, другими характеристиками.

Пробивная способность перфораторов, а значит длина и диаметр каналов перфорации, зависят от гидростатического и пластового давлений, физико-механических свойств пород.

Известны корреляционные связи пробивной способности перфораторов в породах с небольшими различиями фильтрационно-емкостных свойств с твердостью по штампу. В узком диапазоне фильтрационно-емкостных свойств коллекторов была установлена связь твердости пород по штампу с их петрофизическими характеристиками (И.С.Финогенов, К.Д.Шевцов). Вместе с тем не уделялось должного внимания изучению этих зависимостей и системному исследованию процессов, протекающих в пластах при перфорации, на примере конкретных месторождений.

Для решения этих вопросов авторами были выполнены экспериментальные исследования пород из меловых пластов Южно-Сургутского, Ватинского, Мамонтовского, Усть-Балыкского, Согорского и Правдинского месторождений Западной Сибири. Они позволили выявить характер связи между пробивной способностью перфораторов, твердостью пород по штампу и их геофизическими характеристиками. Изучено также изменение состава и структуры пород вокруг канала перфорации под действием кумулятивной струи.

Керн, отобранный с глубин 2,5-3,0 км, представлен разнородными песчаниками, состоящими из 50-60% обломков кварца и 10%

полевых шпатов, слюд, карбонатных, эффузивных и кремнисто-глинистых пород с карбонат-кварц-хлорит-каолинит- гидрослюдастым поровым цементом и участками регенерационного и инкорпорационного типа. Алевролиты имеют сходный состав, но отличаются величиной обломочной части и преобладанием в ней кварца. Пористость пород изменяется от 2 до 18%, проницаемость от 0,001 до 0,7 мкм<sup>2</sup>, твердость по штампу – от 340 до 550 МПа.

Сначала был сделан отрицательный вывод о существовании корреляционной связи между пробивной способностью перфораторов и твердостью пород с низкими и средними величинами пористости. Это объяснялось тем, что твердость по штампу характеризует механические свойства небольшой части поверхности породы. Но если сопоставить пробивную способность заряда с произведением твердости пород на их пористость, можно отметить, что с его повышением длина перфорационного канала возрастает. Так, максимальная длина канала (40,5 см) получена в породах с твердостью 440 МПа и пористостью 18%, а каналы длиной 19-22 см образовались в образцах с твердостью 460-530 МПа и пористостью 12,6-16,3%.

При простреле пород зарядами ЗПК80М под давлением 30 МПа пробивается канал длиной 6,5-11 см. На расстоянии 2-3 см от стенки скважины в нем образуется пест, который в зависимости от формы по-разному влияет на гидродинамическую связь системы “скважина-пласт”. Пест неправильной формы, внедряясь в канал, образует дополнительную зону трещиноватости и увеличивает пропускную способность канала. Пест вытянутой формы частично закупоривает канал и приводит к снижению фильтрации.

Результаты экспериментов показали, что несмотря на создание в породе каналов перфорации, характер зависимости между петрофизическими параметрами сохраняется. Фильтрационные свойства чаще возрастают, реже снижаются. Промысловые исследования на скважинах Западной Сибири свидетельствуют, что продуктивность скважин, эффективность их вскрытия и тесно связанные с ними коллекторские параметры пластов после перфорации изменяются. Это объясняется тем, что основной комплекс геофизических методов в измененной околоствольной зоне слабо фиксирует трещиноватость и физико-химические процессы в пластах, которые приводят к изменениям при перфорации.

Исследование керна после прострела в нем канала перфорации позволило установить, что под воздействием кумулятивной струи и

ударной волны происходит разрушение породы, которое изменяет ее фильтрационные свойства. Степень этого разрушения установлена путем изучения изменений гранулометрического состава пород, их структуры и трещиноватости в частях, непосредственно прилегающих к каналам перфорации и на расстоянии 3-4 см от них.

Результаты гранулометрического анализа интересны тем, что наибольшее увеличение раздробленной пелитовой фракции в результате перфорации алевролитов получено не у стенки канала перфорации, а в 3 см от нее. В этих случаях воздействие ударной волны пошло по цементу породы, модуль неоднородности изменился мало и составил у стенки канала и на удалении от нее соответственно 7,4-7,5 и 9,0-10,0.

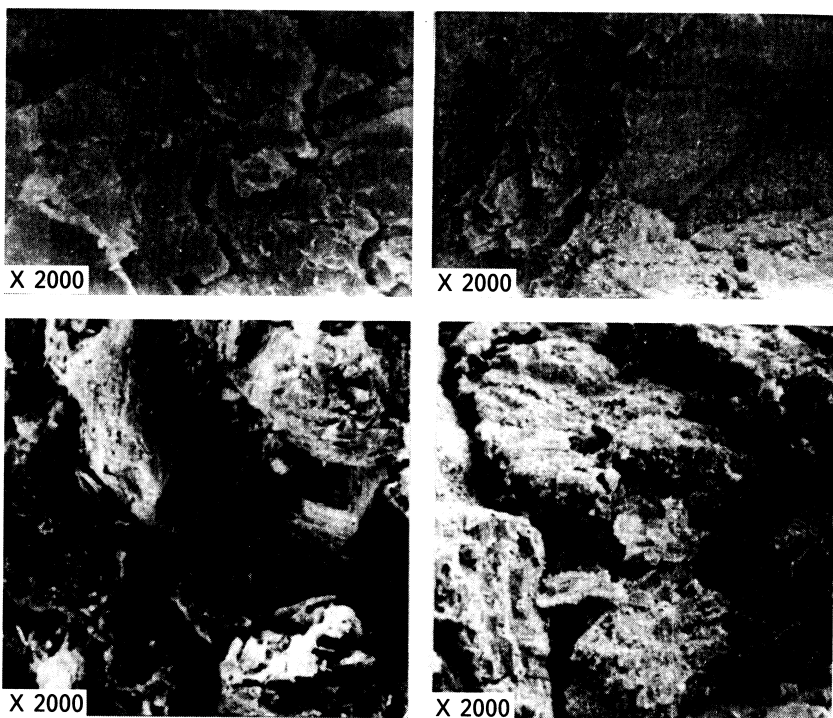
В образцах песчаников и алевролитов, содержащих обломки легко разрушающихся по спайности и вдоль границ измененных калиевых полевых шпатов и плагиоклазов, характер кумулятивных кривых после перфорации меняется как у стенки канала, так и на удалении от нее. Количество пелитовой фракции (0,005-0,05 мм) возрастает на 6-9%, песчано-алевритовой (0,1-0,4 мм) – снижается на 4-9%. На расстоянии 3 см от канала после прострела наблюдается аналогичный характер разрушений: количество пелитовой фракции возрастает на 6-10%, песчано-алевритовой снижается на 8-10%. Значит, в зоне 0-3 см от канала перфорации происходит дробление пород.

По данным гранулометрического анализа выявлено, что непосредственно у канала перфорации в песчаниках содержание алевроитовой фракции возрастает на 6-9% по сравнению с его количеством на расстоянии 3-4 см от канала.

Судя по результатам точной диагностики с использованием сканирующего микроскопа и шлифов (рис. 53, 54), разрушение пород произошло по паутинообразной системе трещин, которые сконцентрировались у границ крупных обломков и раздробили мелкие зерна в цементе.

Крупные трещины расходятся радиально от оси канала. Соединяющие их и образующие паутину дуги-трещины, близкие по форме к концентрическим, видны хуже, так как они расположены в основном в цементирующей массе песчаников. На отдельных участках можно наблюдать, что они неровные, сопровождаются дроблением и смещением обломков.

Зоны трещин с расклинивающей их крошкой из пород образуют системы щелевидных пор размером 5-30 мкм. Максимальное рас-

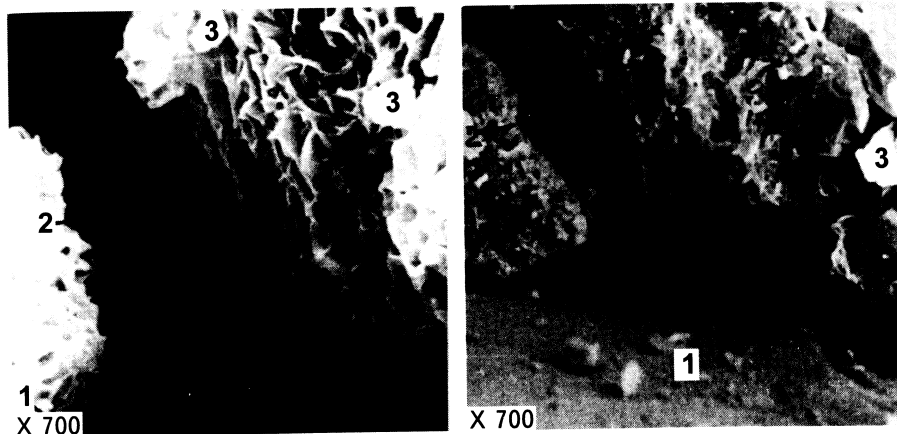


**Рис. 53. Зона дробления и смещения обломков в песчаниках вблизи каналов перфорации**

Прослеживаются радиальные и концентрические трещины дилатантной системы, по простиранию осложненные формой обломков

крытие трещин за счет смещения зерен наблюдается на расстоянии 2-3 см от канала перфорации. Отдельные участки трещин протяженностью более 400 мкм совпадают с границами напластований, краевые части обломков минералов рассекают их по спайности. Надо отметить, что трещины преобладают в цементе, в наиболее плотных перекристаллизованных участках пород с конформной и инкорпорационной структурой. На их замыканиях иногда видны техногенные скопления пелитовой размерности. Широкое развитие паутинообразная трещиноватость имеет в алевритистых и глинистых породах.

В карбонатных породах перфорационный канал гладкий с полосой уплотнения толщиной до 1 см и радиальными и концентрическими трещинами с максимальным раскрытием на расстоянии 1-1,5 см от канала. Пористость у канала перфорации равна 14,5%, в 2-3 см от канала – 15,5%. Полоса уплотнения препятствует гидравлической связи канала перфорации с зоной трещиноватости. В зоне уплотне-



**Рис. 54. Раздробленная порода у канала перфорации**

1 – стенка канала; 2 – трещина с неровными краями; 3 – загрязнение продуктами взрыва; 4 – смещение обломков в зоне дробления

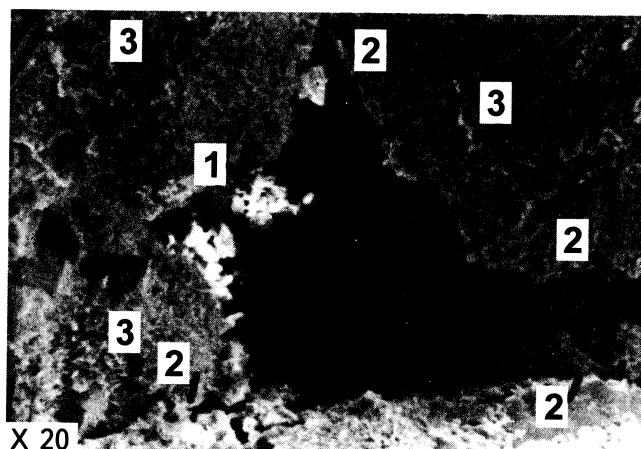
ния наблюдается оплавление мелких кристаллов кальцита и смыкание пор.

Изучение пород при увеличении в 2000 раз позволило обнаружить трещины в цементе со смещением зерен и зонами дробления (см. рис. 53).

Трещиноватость способствовала возникновению вокруг каналов перфорации в породах дополнительной несмыкающейся емкости, т.е. разуплотнению пород. В ряде случаев в связи с перемещением пород вдоль трещин дроблению подверглись зерна кварца, плагиоклаза, калиевого полевого шпата, которое тоже привело к их разуплотнению (см. рис. 53, 54).

Таким образом, при перфорации возникает паутинообразная система трещин, которая вызывает дилатантное разуплотнение пород. Мелкие обломки (крошка), препятствующие закрытию трещин, со временем будут раздроблены, характер трещиноватости и свойства пород изменятся, подтверждая динамическую природу техногенных изменений коллекторов (рис. 55, 56).

Надо отметить, что при гравитационном разделении фракций дробления пород в водной среде, в тех случаях когда образцы обрабатывались и анализировались сразу после отстрела, наблюдалось всплывание не только глинистой фракции (как обычно), но и алевроитовой. После высушивания образцов это свойство исчезало, фракции тонули в воде. В породах, подвергнутых анализу через 15 дней



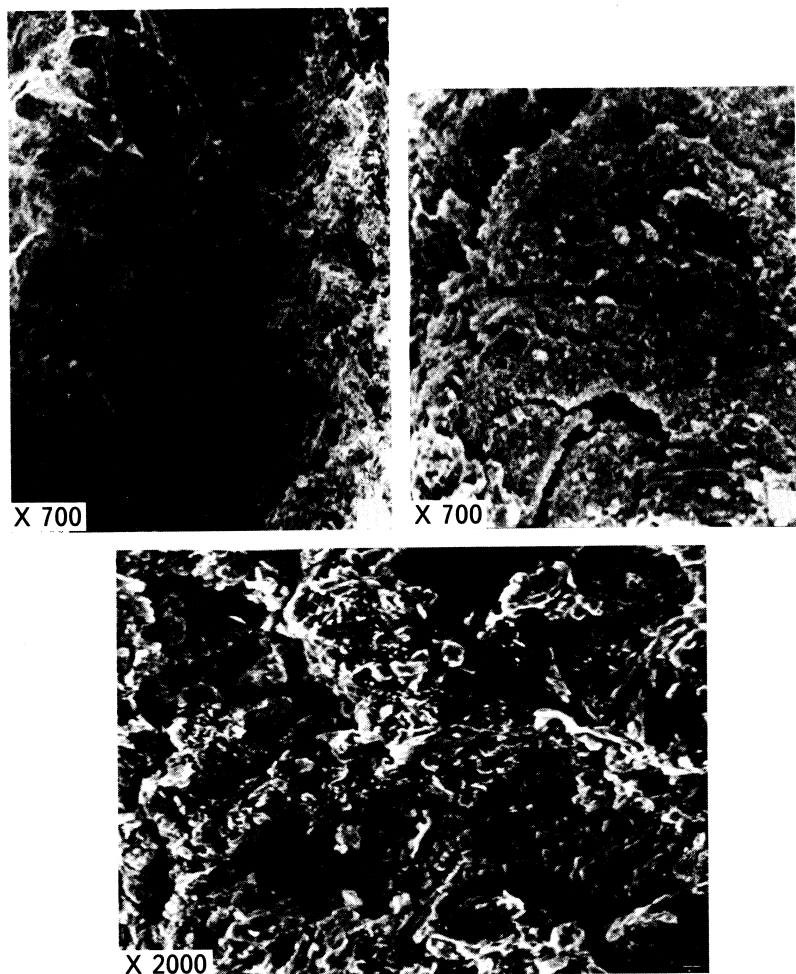
**Рис. 55** Канал перфорации в известковом алевролите

1 – продукты взрыва и загрязнения породы; 2, 3 – элементы дилатантной системы трещин:  
2 – радиально расходящиеся, 3 – слабо заметные концентрические

после отстрела, явления всплывания отсутствовали. Это означает, что после отстрела изменяются физико-химические характеристики и адсорбционные свойства пород, и в них появляется гидрофобность.

Экспериментальное исследование особенностей газоотдачи керна в условиях, близких к пластовым, было выполнено на установке “Пласт”. Под давлением гидрообжима 16,4 МПа (перепад давления 1,0 МПа) через песчаник пласта БУ<sub>8</sub><sup>0</sup> Уренгойского месторождения пропускали азот и затем попутный газ. В течение 7 мин с интервалом в 1 мин было отобрано семь проб газа. В течение 10 мин снова через керн прокачивали азот, а в последующие 10 мин – попутный газ. Через каждые 2 мин отбирали пробы. В пробах наблюдались колебания содержания тяжелых углеводородов. В первом замере концентрации их постепенно увеличивались (изобутан – от 3,10 до 162,2·10<sup>-4</sup>%, бутан – от 20 до 178, изопентан – от 51,3 до 64,0, пентан – от 40,8 до 45,0%), во втором замере – снижались.

Рассмотренные явления, очевидно, обусловлены физико-химическими процессами, которые ведут к изменениям адсорбционных свойств пород под воздействием напряжений. Они подтверждают, что под влиянием динамических факторов в породах начинают действовать физико-химические процессы, которые имеют волновой характер и не фиксируются в поверхностных условиях.



**Рис. 56** Радиальные и малозаметные концентрические дилатантные трещины в алевролите на расстоянии 3 см от канала перфорации

Образующаяся система измененных техногенными процессами пород и флюидов довольно устойчива во времени. Ее расформирование протекает медленно – от 0,5 до 6 мес. Чем хуже коллекторские свойства, тем дольше происходит их восстановление. Быстрейшая реабилитация достигается путем воздействия на околоствольную зону циклически повторяющимися изменениями давления, создания депрессий, сменяющихся репрессиями или переменными депрессиями.



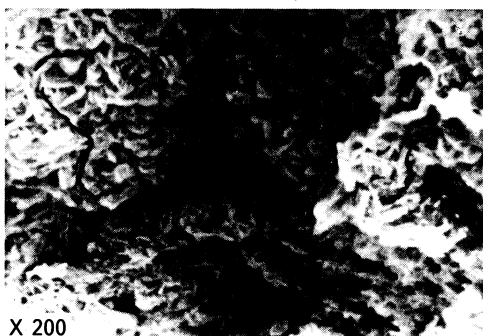
Экспериментальные исследования по воздействию метода переменных давлений (МПД) были произведены на породах юрско-мелового возраста Приобского, Самотлорского, Усть-Балыкского, Федоровского, Нижне-Вартовского, Южно-Аганского, Талинского, Пограничного, Северо-Алехинского, Харасавэйского, Салымского месторождений Западной Сибири (тюменская, баженовская свиты, нижнемеловые пласты АС<sub>9</sub>-АС<sub>12</sub>, ВС<sub>1</sub>-ВС<sub>3</sub>, ВС<sub>10</sub>, ВС<sub>11</sub>, БВ<sub>6</sub> и др.).

Многочисленные опыты показали, что при воздействии переменными давлениями происходит разрушение флюидальной системы, изменяются состав и свойства коллекторов, увеличивается их фильтрационная способность. Нарушается целостность пород, образуются микротрещины из-за “поршневого эффекта” и явлений дилатансии, протекающих в глинистом цементе, заполняющем межзерновое пространство, и в обломках пород. При воздействии МПД изменяется микростроение хлорита. Раскрытие трещин достигает 30-35% (рис. 57).

Основным явлением, повлиявшим на изменение свойств коллекторов, оказался расклинивающий эффект, обусловленный перемещением обломков пород в трещинах. Появилась трещиноватость по напластованию и вкрест него, связанная с уплотнением цемента и обломков под воздействием гидравлических перепадов.

Другим интересным явлением оказалось скопление и уплотнение глинистого материала, выпавшего из промывочной жидкости, а так

же перемещенного из цемента пород в трещины. Протяженность трещин 10-400 мкм и более, раскрытость от 1-3 до 50 мкм. Образовались системы щелевидных межзерновых пор (5-30 мкм), на поверхности которых отмечены хаотичные скопления тонких чешуй хлоритов и гидрослюд.



**Рис. 57** Паутинообразная дилатантная сеть трещин, проявляющаяся при волновом воздействии вокруг вторичной поры в алевролите

Хорошо видны радиально расходящиеся трещины, слабо заметны концентрические (вдоль черных линий)

Наиболее интенсивная трещиноватость наблюдается в цементе и обломках измененных полевых шпатов. Глинистые минералы (монтмориллонит и гидрослюды) в зернах перемещены. Форма

систем трещин паутинообразная, раскрытость их, а значит и свойства коллекторов изменяются; при увеличении напряжений они возрастают.

В связи с тем, что под влиянием МПД происходит разрушение пород, необходимо обратить внимание на подбор параметров воздействия на околоствольную зону, исходя из литологических, петрофизических и физико-механических свойств пород-коллекторов.

Оптимальная величина депрессии на пласт определяется начальным значением проницаемости пород. Для низкопроницаемых алевролитов максимальный эффект получен при 20 циклах переменной депрессии ( $\Delta P = 3,6-7,2$  МПа). Депрессия-репрессия оказалась менее эффективной. Чем ниже проницаемость, тем с большей амплитудой  $\Delta P$  необходимо воздействовать на породу. Существует связь между величиной депрессии и относительной глинистостью, снижающей проницаемость породы.

Максимальное увеличение проницаемости (в 2,1 раза) получено после 35 циклов МПД (типа депрессия-репрессия) продолжительностью каждый 45 с при  $\Delta P = 4$  МПа.

Оптимальное число циклов в солевом и глинистом растворе равно 12. Оно зависит от состава и фильтрационно-емкостных свойств пород. С увеличением количества циклов при тех же значениях депрессии и ее длительности эффективность МПД снижается.

Длительность воздействия в песчаниках и алевролитах с проницаемостью от  $(0,1-9,2) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> равна 10 с. Для низкопроницаемых коллекторов она возрастает до 180-240 с.

Из изложенного видно, что важными факторами техногенного изменения проницаемости пластов являются физико-химические процессы и трещиноватость. Большое значение имеет как образование трещин, так и их смыкание и расхождение при воздействии на пласт. Факторами появления и изменения трещиноватости в породе и в цементном камне являются разгрузка горного давления при бурении скважин, противодействие столба бурового раствора, движение породоразрушающего инструмента, изменение динамических условий при бурении и цементации колонны.

Но наиболее интенсивное дилатантное трещинообразование обусловлено непосредственным воздействием взрыва, термодинамическими процессами при перфорации и вызове притока.

### 17.3. Роль явлений дилатантного разуплотнения

Явление дилатансии, заключающееся в увеличении объема породы под действием статических и динамических нагрузок, обнаружено О.Рейнольдсом. Дилатансия горных пород при статических нагрузках исследовалась Е.И.Баюком, В.Брейсом, П.Бриджменом, М.П.Воларовичем, В.Н.Николаевским, А.Н.Ставрюгиным, А.Фаттом, Х.Хеллом и др., а при динамических нагрузках – К.Кноулзом, Г.М.Ляховым, С.А.Ловлей, А.В.Михалюком, Х.А.Рахматулиным, В.А.Флориным, Д.Шоком и др. Поскольку это явление фиксировалось для нужд горной и строительной механики, основное внимание уделялось изучению зависимости объема породы от напряжения. Существование процесса дилатансии пород-коллекторов и роль температуры при динамических нагрузках, возникающих при выстреле зарядов кумулятивного перфоратора, установлены В.С.Замахевым. Применительно к влиянию давления и импульсных нагрузок представления развиты В.М.Кончаковым, З.Б.Стефанкевичем и др.

В соответствии с принципами термодинамики дилатансия или разуплотнение пород происходит в условиях их прогрева и увеличения давления. Поэтому для решения задач, связанных с разведкой месторождений жидких и газообразных углеводородов, важное значение имеет изучение закономерностей изменения проницаемости и пористости пород при дилатансии под влиянием различных температур и давлений (глава 7).

С целью экспериментального изучения процессов дилатансии во ВНИПИвзрывгеофизике был создан аппаратно-методический комплекс для стендовых исследований процессов, протекающих в пластах при вскрытии их бурением и стреляющими перфораторами. Разработанные установки представляют системы высокого давления. В них создаются давления на флюид в поровом объеме и напряжения на скелет породы. Одновременно в установках различается контролируемый перепад давлений в разных направлениях и обеспечиваются условия фильтрации в керне. Отличительной особенностью созданных установок является возможность проведения в них взрывов и обеспечение запланированного соотношения осевого и бокового давлений, действующих на скелет цилиндрического образца породы. Комплекс позволяет отстреливать на установке один заряд перфоратором, изучать фильтрацию флюидов различного состава, в том числе и газов, определять изменение проницаемости, по-

ристости, температуры, давлений, при необходимости и других характеристик пород и флюидов.

На стендах были изучены образцы пород-коллекторов Уренгойского, Восточно-Сургутского, Талинского, Приобского, Федоровского, Мамонтовского и других месторождений Западной Сибири при статическом, динамическом и взрывном нагружении и при прокачивании через них различных жидкостей и газов.

Экспериментальные исследования на установке “Пласт” этого комплекса подтвердили возможность разуплотнения породы за счет адсорбции, инициированной резким энергетическим воздействием – взрывом или нагружением породы. При этом определяющее влияние на процессы в пласте оказывает состав насыщающего флюида. Если в нем присутствуют ионы натрия, воздействие приводит к перемещению флюида из коллектора, несмотря на относительное понижение давления в его поровом объеме. С увеличением концентрации в поровом объеме ионов кальция эффект от энергетического воздействия снижается. При содержании хлористого кальция 50 г/л проницаемость полностью восстанавливается.

Установлены зависимости объемной деформации и связанные с ней изменения пористости и проницаемости пород от абсолютных величин действующих на них напряжений, соотношения осевого, порового и бокового давлений, количества циклов нагрузки и разгрузки, а также от физико-литологических характеристик пород. При высоких эффективных давлениях (выше 50-100 МПа) порода при осевом нагружении от 10 до 150 МПа вплоть до разрушения испытывает только уплотнение.

При неравномерном статическом нагружении пород со сходными физико-литологическими характеристиками основное влияние на величину разуплотнения оказывает отношение осевой и боковой нагрузок, критическое значение которого при одноцикловом воздействии равно 0,25. Выше этой величины дилатансия не наблюдается. При многоцикловых статических нагрузках происходит эффект накопления разуплотнения пород от цикла к циклу. Действие импульсной ударной нагрузки и взрыва заряда, наложенное на первичное поле напряжений в породе, всегда приводит к более значительному разуплотнению, увеличению пористости и проницаемости, если порода находится в условиях дилатансии.

Взрывное воздействие приводит к дополнительному уплотнению, если порода находится в напряженном разуплотненном состоянии и готова к уплотнению. С ростом прочности породы ее способ-

ность к дилатантному разуплотнению возрастает, а с увеличением пористости - снижается до критического значения (12%), после которого начинает преобладать эффект уплотнения (В.Н.Кончаков).

При нагружении породы увеличение пористости достигает 20%, проницаемость по воде возрастает на порядок, по газу - на 2-3 порядка.

Исследование пород с применением сканирующей микроскопии и в шлифах показало, что литофизическая природа дилатансии заключается в образовании мобильной паутинообразной системы радиально расходящихся и концентрических трещин. Радиальные трещины видны отчетливо, концентрические – хуже, так как они расположены в цементе, имеют неровную форму. Мелкие раздробленные зерна препятствуют смыканию трещин, способствуют образованию дополнительной емкости и проницаемости. Тип дилатантной трещиноватости обычно наблюдается вокруг каналов перфорации. Система дилатантных трещин динамична. Она способна раскрываться под воздействием напряжений и вновь смыкаться при их снятии.

Механизм явления дилатансии позволяет использовать в качестве его индикатора термометрию. Независимо от вида нагрузки, вызвавшей дилатансию, при создании в скважине кратковременных напряжений, превышающих прочность пород, в местах разрыва сплошности, или дилатантного разуплотнения, выделяется тепло. В результате воздействия появившегося локального источника тепла аналогичный процесс разуплотнения происходит в соседней части породы. Это приводит к образованию новых источников тепла. Расчеты показывают, что температура в очаге разуплотнения может достигать многих сотен градусов. При этом средний градиент изменения температуры составляет десятки градусов.

При сопоставлении величины фактической температурной аномалии с расчетной, которая должна быть получена в результате перфорации, можно установить факт дилатансии.

Эффект дилатантного разуплотнения подтвержден опытно-промышленными работами на нефтяных и газовых месторождениях Западно-Сибирского бассейна (Приобском, Талинском, Русскинском и других) путем использования термометрии после бурения и перфорации скважин, т.е. после операций, вносящих определенное энергетическое возмущение в коллектор. Проведенные исследования показали, что всегда эти воздействия приводят к возникновению в скважине длительно проявляющихся температурных аномалий и связанного с ними разуплотнения (дилатансии) пород. Величина анома-

лий, возникающих при перфорации, зависит от интенсивности воздействия, значительно превышает энергию взрыва и определяется составом флюида и фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов.

Результаты использования термометрии свидетельствуют, что если при вскрытии пластов перфорацией из пласта выделилось дополнительное тепло, то в нем произошло дилатантное разуплотнение и мероприятия по вызову притока эффекта не дадут.

Разуплотняющиеся пластовые системы обладают изменяющимися коллекторскими характеристиками и дебитами скважин при воздействии на них импульсным или волновым физическим полем. Эти изменения после прекращения воздействия постепенно стабилизируются.

Изменения под влиянием кумулятивной перфорации сопровождаются медленно затухающими температурными аномалиями и увеличением пористости и проницаемости коллекторов. Они рассчитаны теоретически и подтверждены результатами стендовых исследований и опытно-промышленных работ.

Существует представление, что увеличение или снижение дебитов и продуктивности скважин связано не с изменением строения пород, а с разрушением структуры ассоциатов флюидов. Опытные работы на скважинах Западной Сибири показали, что дилатантные аномалии, связанные с разогревом флюидов, имеют самостоятельное значение. Они перемещаются, в то время как аномалии, обусловленные изменением скелета пород в пластах, сохраняются в течение 2-3 сут.

Разогрев пород и флюидов пропорционален величине депрессии на пласт, достигающей 150-200 МПа, и равен 3-4°С.

Теоретические представления о дилатантном разуплотнении подтверждены опытно-промышленной эксплуатацией кустов скважин и успешно используются при подсчете запасов.

Промышленное опробование проводилось на скважинах 233, 279 и 430 Приобского месторождения и на скважинах 1563-1566 Восточно-Сургутского с целью оценки возможности преобразования коллекторских свойств пласта Ю<sub>2</sub> (тюменская свита) многократным взрывным воздействием с последующим дренированием и гидропрослушиванием. По мере выхода разведочных скважин из бурения на них был выполнен комплекс работ по вызову и интенсификации притоков в колонне. При этом в процессе испытаний каждой из скважин в отдельности были получены незначительные дебиты при

динамических уровнях порядка 1000 м. Последующие работы выполнялись в режиме гидродинамически взаимодействующих скважин путем комплексного волнового воздействия на пласты и применения метода переменных давлений. В результате на Приобском месторождении все три скважины были переведены на фонтанирование, а дебиты каждой из них возросли в несколько раз, достигнув  $6,5 \text{ м}^3/\text{сут}$  в скв. 233 на 2-мм штуцере,  $4,8 \text{ м}^3/\text{сут}$  в скв. 279 на том же штуцере и  $24 \text{ м}^3/\text{сут}$  в скв. 430 на 4-мм штуцере.

Эффект комплексного воздействия на пласт на Приобском месторождении позволил по результатам испытаний включить в подсчет запасов площадь с низкопоровыми неоднородными по составу коллекторами с подсчетными параметрами, близкими к граничным значениям и зачастую более низкими.

Работы на скважинах Восточно-Сургутского месторождения позволили проследить за реакцией пласта на длинноволновой акустический сигнал, поданный для площадного прослушивания продуктивного комплекса в ниже-среднеюрских отложениях (тюменская свита, пласт Ю<sub>2</sub>).

Эксперимент показал, что сигнал через нефтенасыщенные коллекторы в пласте после воздействия импульсным физическим полем от использования взрывчатого вещества в возмущающей скв. 1564 попал в реагирующую скв. 1565, отстоящую от нее на 500 м, через 38 ч. Пьезопроводность к моменту прихода импульса составила  $130 \text{ см}^2/\text{с}$ , а через 8 ч после прихода импульса –  $710 \text{ см}^2/\text{с}$ . Положительного результата по улучшению фильтрационно-емкостных свойств пласта и повышению продуктивности скважин получено не было, так как возбуждение импульсным физическим полем большой амплитуды оказалось недостаточным и привело не к повышению, а к снижению продуктивности скважин. На воздействие пласт реагировал более двух суток изменениями температуры и продуктивности скважин.

Возбуждаемая система чувствительна к малоамплитудному волновому воздействию и может легко им управляться. С практической точки зрения важно, чтобы волны от источника колебания превысили некоторый пороговый предел активности и в возбужденное состояние в дальнейшем перешла вся пластовая система. Глубина и скорость распространения волн по пласту определяется частотой колебания и свойствами коллектора, большую роль играет вязкость насыщающего флюида.

Волновая технология энергоемка и всепроникающая. Она приводит к резкому изменению скорости фильтрации и дебитов скважин в пласте, по которому происходит скольжение волны.

\* \* \*

Комплекс процессов, происходящих в пластах при первичном, вторичном вскрытиях и вызове притока рассмотрен на основе теоретических представлений, экспериментальных исследований и промышленного использования на месторождениях Западной Сибири.

При бурении в прискважинной области образуются глинистая корка, зоны кольматации и проникновения фильтрата промывочной жидкости. Механизм их формирования различен, меняется по времени, но всегда определяется свойствами коллекторов, параметрами промывочной жидкости и технологией работ, в которой важную роль играют динамические факторы: изменение давлений и температуры в скважине.

Формирование зоны проникновения осложняется массообменными физико-химическими процессами, среди которых преобладают сорбция, десорбция, приводящие к набуханию глинистых минералов. Большую роль играют образование водонефтяных эмульсий, выпадение в порах солей, серы, конденсата и парафинов.

После крепления скважины трубами механизм изменения прискважинной области пласта обусловлен аналогичным комплексом массообменных процессов, но интенсивность их начинает затухать.

При перфорации и вызове притока усиливаются процессы формирования зоны проникновения. Движение нефти, газа и фильтрата носят встречный характер. На механизм изменения пород большое влияние оказывает репрессия на пласт, которая достигает 15 МПа. В результате в зоне проникновения протекают процессы, наложенные на изменения при бурении. Они заключаются в разрушении пород и в образовании под действием кумулятивной струи и ударной волны дилатантной паутинообразной системы трещин. Эти процессы сопровождаются дроблением пород, возрастанием в них (до 10%) количества пелитовой фракции за счет песчано-алевритовой. Временно породы приобретают повышенную гидрофобность. В них усиливаются явления адсорбции, несвойственные поверхностным условиям.

При вызове притока, судя по экспериментальным данным, продолжается изменение свойств коллекторов. Появляются новые сис-



темы дилатантных трещин. Оптимальная величина депрессии при переменном 12-цикловом воздействии на пласт составляет 3,6-7,2 МПа, длительность воздействия для высоко- и среднепроницаемых коллекторов – 10 с, для низкопроницаемых – до 180-240 с.

Явления дилатантного разуплотнения наиболее интенсивно влияют на техногенные изменения качества коллекторов. Они обоснованы теоретически, подтверждены экспериментально на созданном аппаратурно-методическом комплексе, проверены в промышленных условиях на месторождениях Западной Сибири и позволяют осуществлять регулирование свойств коллекторов при вскрытии и вызове притока.

Энергии, внесенной в пласт при вскрытии путем изменения давления или взрыва, достаточно для нарушения равновесия и разуплотнения коллекторов.

Важное влияние на процессы дилатансии в пластах оказывает насыщающий флюид. Оптимальным является присутствие в системе хлористого кальция, если в породах имеется избыток натрия.

Установлена зависимость процессов разуплотнения от абсолютных величин действующих напряжений, соотношений осевого, поперечного и бокового давлений. При высоких давлениях (10-150 МПа и более) породы испытывают уплотнение. Разуплотнение наступает при соотношении осевой и боковой нагрузок – 0,25. Если порода-коллектор была разуплотнена, взрыв приводит к ее уплотнению. С ростом прочности способность пород к дилатансии возрастает, а с увеличением пористости снижается до критических значений (12%), выше которых разуплотнение не фиксируется, начинают преобладать эффекты уплотнения.

В результате дилатантного разуплотнения происходит увеличение пористости и проницаемости.

Механизм явлений дилатансии позволяет использовать в качестве ее индикатора термометрию. Приrost температуры в очаге разуплотнения в среднем составляет несколько десятков градусов.

Эффект дилатансии подтвержден опытно-промышленными работами на Приобском, Талинском, Русскинском, Лукьявинском и других месторождениях Западной Сибири. Результаты позволяют регулировать мероприятия по вызову притока углеводородов и экономить время и средства.

После прекращения внешнего возбуждения при начальных пластовых условиях пластовая система возвращается к исходному состоянию, и положительный эффект почти исчезает. Поэтому необходи-

мо разработать такие технологии воздействия на пласт, которые позволяют устойчиво стимулировать добычу нефти.

В этой связи большой интерес представляет возбуждение продуктивных горизонтов с использованием куста скважин. В пластовой системе выводить из состояния покоя смежные скважины могут те из них, которые находятся в фазе повышенной активности. Следствием является прохождение волны возбуждения и увеличение проницаемости коллекторов и продуктивности скважин.

## **Глава 18. РЕГУЛИРОВАНИЕ И КОНТРОЛЬ ИЗМЕНЕНИЙ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ И ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН В ГЛУБИННЫХ ЗОНАХ**

---

*Приведены методы регулирования и контроля изменений свойств коллекторов и продуктивности скважин в глубинных зонах. Показано, что в верхних зонах информативны стандартные методы ГИС, в нижних – успех достигается применением комплекса геолого-геофизических и гидродинамических исследований в открытом стволе и в закрепленной скважине, использованием возбуждения кустов скважин и термометрии, фиксирующей разуплотнение пород.*

Пути дальнейшего изучения особенностей вскрытия и опробования пластов в различных геолого-технических условиях ведут к созданию научно обоснованных методов и технологий, обеспечивающих регулирование и контроль изменений свойств коллекторов, продуктивности скважин и нефтеотдачи пластов с учетом наиболее важных динамических и физико-химических критериев с наименьшими финансовыми затратами. Целесообразной является разработка системных технологий, включающих комплексы операций по вскрытию продуктивных пластов бурением, перфорацией, по увеличению дебитов, в том числе с использованием возбуждения куста скважин при подготовке площадей к эксплуатации залежей.

В настоящее время глубокое вращательное бурение на нефть и газ в Западной Сибири осуществляется с применением определенного арсенала средств управления процессами, происходящими в прискважинной области, и регулирования техногенных изменений свойств коллекторов.

Началась разработка комплексных технологий, обеспечивающих за счет использования физико-химических методов максимальное сохранение призабойной зоны; создана аппаратура, позволяющая дифференцированно подходить к вторичному вскрытию пластов и интенсификации притоков вплоть до гидроразрыва пласта и увеличения зоны дренажа флюидов. Специфика новых комплексных технологий во многом определяется принадлежностью залежей к глубинным зонам коллекторов и обусловлена происходящими в них процессами, связанными с неодинаковыми свойствами коллекторов и флюидов с различным темпом изменения температуры и давлений и особенностями физико-химических процессов, происходящих в пластах. Вместе с тем существуют технологии, применение которых возможно в разных глубинных зонах. К ним относятся, например, различные модификации методов: вскрытия на депрессии, переменных давлений, гидродинамических исследований и другие, обеспечивающие увеличение коллекторских параметров прискважинной области и продуктивности скважин. Они базируются на известных физических законах, действующих в пластах, и различаются в зависимости от условий отдельными приемами технологии, параметрами напряжений в системе “скважина-пласт” и т.п.

В двух верхних глубинных зонах систему коллекторов можно отождествить с серией сообщающихся сосудов.

В верхних горизонтах практически нет проблем с изучением коллекторов методами ГИС. Приемлемые результаты получают при использовании стандартного комплекса ГИС. Существуют технологии воздействия на прискважинную область в зависимости от величины амплитуды собственной поляризации  $\alpha_{nc}$ . Считается, что при  $\alpha_{nc} > 0,7$  пласты имеют высокую проницаемость, при  $\alpha_{nc} = 0,5-0,7$  – среднюю и при  $\alpha_{nc} = 0,15-0,5$  – низкую (иногда среднюю). Эти градации лежат в основе использования различного подхода к физико-химическому воздействию на коллектор растворами.

Для второй зоны типична высокая водообильность коллекторов. Уровни жидкостных контактов обычно горизонтальны и не всегда совпадают с простиранием границ пластов.

В верхней зоне обособленные участки системы представляют огромные поглощающие пояса оптимальных коллекторов толщиной до 100 м с давлениями ниже пластовых и лишь в залежах углеводородов со слегка избыточными. Во второй зоне размеры разуплотненных коллекторских горизонтов уменьшаются. Они приобретают форму линз, заполненных флюидом и имеющих протяженность до

десятков километров и толщину до десятков метров. Для интервалов с оптимальными коллекторами с пониженным давлением характерны значительные по величине зоны проникновения (3-4 м и более). Важной чертой верхних глубинных зон является наличие редких, но крупных трещинных систем, которые тоже представляют зоны разуплотнения, но не всегда имеют простирающие, соответствующие пластам. Они играют большую роль в обеспечении связности коллекторов и, несмотря на преобладание первично-поровой емкости в зонах в целом, приводят к несоответствиям проницаемости по гидродинамическим данным и по керну. По результатам гидродинамических исследований, например, на Повховском и Котухтинском месторождениях в пласте БВ<sub>1</sub>  $K_{np}$  в среднем выше в 2,7 раза, на Покачевском и Повховском в пласте БВ<sub>10</sub> – в 20 раз.

Поскольку из пород-коллекторов в этих зонах отделилась не вся вода, типичными являются переходные зоны в залежах. Преобладание среди глинистых минералов на ряде участков монтмориллонита создает опасность потери фильтрации из-за набухания глин.

Традиционный недоучет существования зон разуплотнения коллекторов, высокой хрупкости, трещиноватости, обводненности и связности пластов в них привел к вызову притоков флюидов из интервалов, залегающих ниже перфорированных, и к получению совместной водонефтяной продукции на ряде месторождений: Федоровского (скв.144), Салымского (скв. 110), Уренгойской группы (пласты БУ<sub>8</sub><sup>0</sup>, БУ<sub>8</sub>, БУ<sub>10-11</sub>). Подтверждением высокой связности коллекторов верхней зоны, по существу, представлявших единую систему, служат данные по снижению давлений при разработке сеноманских залежей Медвежьего и Уренгойского месторождений. В пластах, которые не были вовлечены в разработку и считалось, что они не имели сообщения с коллекторами основной залежи, на момент исследования давление упало, как и в эксплуатирующейся части залежи. На Медвежьем месторождении падение давления составило 1,8 МПа (Г.Г.Яценко).

При бурении снижение потерь проницаемости коллекторов и продуктивности скважин в верхних глубинных зонах достигается исключением загрязнений прискважинной области с учетом процессов, препятствующих движению флюидов к забою скважин. Механизм формирования всех зон изменения определяется свойствами коллекторов, параметрами промывочной жидкости и технологией промывки, где важную роль играет изменение давлений. Темп процесса меняется во времени: сначала он усиливается, затем ослабевает.

ет и вновь интенсифицируется, т.е. система коллекторов прискважинной области проявляет себя как динамическая даже в небольшие временные промежутки, равные периоду разбухания пласта.

Значительный эффект снижения потерь, связанных с загрязнением околоскважинного пространства с набуханием глинистого материала в верхних глубинных зонах, достигается подбором промывочных жидкостей.

Изучение месторождений Широкого Приобья показало, что степень набухания глин снижается, уменьшается объем глинистых минералов, нарушается связь между слоями глинистых тетраэдров и происходит переход к режиму диспергирования при использовании минеральной воды, особенно если она содержит хлористый кальций. Критическая концентрация солей, при превышении которой понижаются негативные последствия набухания глин, равна 20 г/л. Плотность промывочной жидкости может быть доведена до 1,4 г/см<sup>3</sup>. На диспергирование глин оказывает влияние режим фильтрации. При медленном снижении минерализации проницаемость уменьшается незначительно, при быстром – потери достигают 50%. На Самотлорском месторождении замена поверхностной пресной воды минерализованной из сеноманского водоносного горизонта привела к ослаблению набухаемости и увеличению фильтрационных характеристик на 22-29%. Обработка соляной кислотой, едким калием и хлористым кальцием вызвала понижение набухаемости пород на 50%.

Наименьшее изменение прискважинной области отмечается в тех случаях, когда первичное вскрытие продуктивных пластов производится с применением газообразных агентов, пенных систем, безводных растворов на нефтяной основе, суспензий, обращенных эмульсионных растворов с минерализованной водной фазой. Значительный эффект достигается при использовании полимерных присадок, добавок ПАВ. Отсутствие твердой фазы и снижение плотности промывочной жидкости, а значит репрессии на пласт, тоже приводят к сохранению фильтрационно-емкостных свойств прискважинной области.

ПАВ, вводимые в промывочную жидкость, должны удовлетворять ряду требований:

при малой концентрации изменять поверхностное натяжение на границе вода-углеводородная среда и смачиваемость породы нефтью в присутствии водного фильтрата;

препятствовать диспергированию и набуханию глинистых частиц, содержащихся в породе пласта, в присутствии водного фильтрата;

иметь низкий показатель адсорбции на поверхности порового пространства; препятствовать образованию на границе раздела адсорбционных слоев гелеобразной структуры.

Водорастворимые ПАВ способствуют увеличению относительных проницаемостей для нефти и воды, поскольку эффективно снижают поверхностное натяжение. Нефтерастворимые ПАВ эффективно понижают относительную проницаемость пористой среды для воды, обеспечивают уменьшение толщины гидратных оболочек, гидрофобизируют поверхность поровых каналов.

Наиболее подходящими для обработки промывочной жидкостью являются неионогенные ПАВ (ОП-7, ОП-10, УФЭ8, дисолволан и др.). Они хорошо растворимы в пресной и минерализованной воде, мало адсорбируются горными породами, эффективно снижают поверхностное натяжение на границе вода-нефть при малой концентрации (0,1-0,3%). Ионогенные ПАВ: анионные (сульфанол, азолян, сульфонатриевые соли и др.) и катионные (катапин, выравниватель А и др.) используются реже.

При перфорации механизм изменения коллекторов определяется репрессией на пласт (до 15 МПа), формированием канала, который рассекает в прискважинной области глинистую корку, зону кольматации и частично зону проникновения. Вокруг канала происходит разрушение пород, образуются трещины. Но при этом сохраняются величины геофизических характеристик, определяющих литологический состав и насыщение пород-коллекторов.

Учитывая повышенную хрупкость, обводненность, сообщаемость и трещиноватость коллекторов верхних зон, в их пределах предпочтительнее использовать щадящие методы перфорации. Возможно применение корпусных перфораторов (ПКО(Е), ПНКТ, ПК) с минимальными интервалами прострела, числом спусков и плотностью перфорации с учетом флюидного режима залежи, минерализации вод, толщин пластов и плотных прослоев. В Ноябрьском районе хороший эффект дает использование сверлящих перфораторов ПС-112. Подтверждением этого служит системный анализ вторичного вскрытия и геолого-геофизических данных по пластам АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub>, АС<sub>12</sub> Лянторского месторождения (36 скважин, 10 параметров), выполненный авторами с целью оценки влияния способов вскрытия на величину и стабильность продуктивности скважины. Анализ показал, что плотность перфорации и способ вскрытия сра-

зу не оказывает заметного влияния на продуктивность скважин (коэффициент корреляции 0,82 для кумулятивных перфораторов и 0,87 для сверлящих). При разработке пластов выявляются различия: обводненность полученного продукта скважин, вскрытых кумулятивными перфораторами (ПКС80, ПКС105), наступает в первый месяц и увеличивается со временем при снижении суммарной продуктивности, а вскрытых сверлящими перфораторами – на второй месяц.

Снижению эффектов техногенного уменьшения проницаемости способствует технология вторичного вскрытия продуктивных пластов на депрессии. Но во второй глубинной зоне, отличающейся высокой обводненностью залежей, следует создавать минимальную депрессию и обеспечивать низкий темп ее увеличения. Под действием градиентов давления в момент создания перфорационных каналов происходит самоочистка последних, а также пород прискважинной области. Перепад между пластовым и забойным давлениями создается снижением уровня раствора в скважине, полным его удалением, заменой воздухом, природным газом или азотом. В результате вскрытия на депрессии в газовой среде перфораторами ПР54 было обеспечено увеличение проницаемости пластов и дебитов скважин в два-три раза. Оно сопровождалось сокращением сроков освоения скважин на несколько суток по сравнению со вскрытием на репрессии даже более мощными перфораторами (типа ПК и ПКО). В результате удалось освоить ранее пропущенные газоносные пласты с пониженной проницаемостью.

Вскрытие на депрессии через НКТ с применением ПНКТ89 и ПНКТ73 в газовой среде исключает дополнительные потери фильтрации за счет совмещения этого процесса с освоением скважин. Незаменимо оно при необходимости дострелов новых интервалов в работающих скважинах при разработке газовых и газоконденсатных месторождений, особенно в условиях падающей добычи, а также при вскрытии пластов с АНПД при повторной перфорации, если предыдущая, выполненная на репрессии, не дала желаемых результатов. Надо отметить, что перфораторы ПНКТ являются единственными, для спуска которых не используется каротажный кабель, а следовательно, нет необходимости доставлять на скважину каротажный подъемник, что особенно ценно в условиях бездорожья. Удобно использовать их при перфорации на депрессии в скважинах с большим углом наклона, куда затруднен спуск перфораторов на кабеле.

Опыт применения метода вскрытия пластов на депрессии показывает, что даже без изменения способов бурения использование этой более совершенной технологии перфорации может привести к существенному снижению потерь проницаемости пластов и продуктивности скважин. Так, в скв. 117 Уренгойского месторождения из пласта сеноманского яруса, перекрытого двумя обсадными колоннами, получен приток газа около 1,5 млн м<sup>3</sup>/сут. После перфорации с помощью ПНКТ на депрессии продуктивность на порядок превысила результаты, полученные с использованием способов на репрессии.

Итак, регулирование изменений свойств коллекторов в верхних (первой и второй) глубинных зонах базируется на геолого-геофизических исследованиях скважин, в которых определяющую роль играют данные стандартного каротажа. Недостаточно учитывается роль протяженных зон трещиноватости и разуплотнения, с которыми связано увеличение проницаемости скважин по результатам гидродинамических исследований, иногда во много раз (до 20) превышающих их по материалам анализов керна. Регулирование техногенных изменений осуществляется путем снижения загрязнения прискважинной области, борьбы с набуханием глинистых минералов, использования не разрушающих дренажную систему методов вскрытия с учетом конкретных условий на месторождениях. При перфорации подбор щадящих методов сопровождается слабой депрессией на пласт, исключаяющей его разрыв и подток вод в скважину. Для улучшения свойств коллекторов широко используются физико-химические методы обработки пластов жидкостями, избирательно воздействующими на коллекторы и плотные глинистые и глинисто-карбонатные прослои.

В третьей и четвертой глубинных зонах преобладают сложные типы коллекторов, вторично-порово-трещинные вплоть до трещино-жильных с пористостью, редко превышающей 15%, и с низкой проницаемостью. Количество трещин в коллекторах этих горизонтов на несколько порядков больше, чем в верхней зоне, но чаще всего они имеют малую протяженность. По происхождению выделяют трещины уплотнения, флюидодинамические, связанные с миграцией флюидов, с тектоническими процессами, но наиболее важное место занимает дилатантная система, обусловленная изменениями температуры и давлений.

ГИС в нижних зонах и особенно в слоистых разрезах, содержащих большое количество глинистых прослоев, малоинформативны.



В этих зонах присутствуют многочисленные разноориентированные линзовидные участки разуплотнения с АВПД и АНПД. Проникновение промывочных жидкостей в пласт в целом происходит в меньшей степени, чем в верхних зонах, но поскольку коллекторы имеют невысокую пористость и проницаемость, его достаточно, чтобы нарушить гидродинамическую связь пласта и скважины.

Объекты вскрытия (коллекторы) в третьей и четвертой глубинных зонах обладают свойственными им границами, которые лишь в отдельных случаях совпадают с литологическими. Появление множества трещин изменяет форму коллекторов. Границы между пластами становятся “прозрачными”. Сами же коллекторы характеризуются резким несоответствием аналитических параметров с проницаемостью по гидродинамическим данным и с продуктивностью скважин. Проницаемость по гидродинамическим данным зачастую выше проницаемости по керну в 1,2-3 раза, что связано с трещиноватостью и физико-химическими процессами в пластах.

Факторный анализ данных по 2000 объектов месторождений этих зон с различными значениями параметра трещиноватости В показал, что коэффициенты корреляции между свойствами коллекторов и геологическими, динамическими, а также контролирующими продуктивность скважин технологическими факторами существенно изменяются, т.е. изменение свойств коллекторов на месторождениях в неодинаковых условиях зависит от разного набора факторов. Строение системы меняется в зависимости от свойств объекта и условий вскрытия. В нем участвуют те факторы, с которыми для коллекторов третьей и четвертой глубинных зон (юрско-валанжинские отложений центральной части ЗСНГБ) получены наиболее тесные связи. В структуру системы “скважина-пласт” нижних глубинных зон входят эффективная и вскрытая толщины пласта, параметр трещиноватости В, коэффициент гидродинамического совершенства, плотность промывочной жидкости, продуктивность скважин и ряд других факторов, включая изменение температуры и давления.

Из изложенного следует два важных практических вывода. Первый заключается в необходимости выполнения исследований коллекторов и залежей в нижних зонах, в юрско-валанжинских отложениях центральной части Западной Сибири, по специальным программам с использованием комплексов геолого-геофизических исследований и испытаний пластов с учетом разработок по оптимизации при вызове притоков. Второй касается применения в третьей и четвертой зонах другого по сравнению с применяемым в верхних зонах

набора технологических приемов как при разбурировании продуктивного интервала, так и при его перфорации и вызове притока.

Условия вскрытия в нижних зонах дифференцированы, модели пластов сложны, продуктивность определяется различными факторами. Все операции по вскрытию пластов и вызову притока приводят к успеху, если они базируются на достоверных сведениях о коллекторе, позволяют получить новые важные данные о нем. Поэтому хорошие результаты в оптимизации геолого-разведочного процесса дает использование разработанного с участием авторов комплекса геофизических и гидродинамических исследований в открытом стволе и в закрепленной скважине.

Общая направленность исследований в открытом стволе и в колонне для достижения главной цели геолого-разведочного процесса на этапах поисков и подготовки месторождений нефти и газа к разработке заключается в решении близких задач, в их преемственности и уточнении при проведении каждой последующей операции вскрытия и опробования. Поэтому комплексирование исследований позволяет исключить ненужные, неинформативные операции и сосредоточить усилия на повышении достоверности изучения параметров залежи, требования к которым на стадии подготовки месторождений к разработке возрастают.

Для получения надежных результатов при решении задач информационного обеспечения, опробования, вскрытия, испытаний и подготовки месторождения к разработке на основе исследований, выполненных с участием авторов, обоснована целесообразность использования комплекса ГИС, включающего гамма-гамма-каротаж плотностной (ГГКП), нейтронный каротаж (НК), акустический каротаж (АК), гамма-каротаж (ГК), гидродинамический каротаж (ГДК), геолого-технологические исследования (ГТИ) совместно с исследованиями керна и шлама, вскрытием и испытанием пласта в колонне с преимущественным применением ГГКП и ГДК-ОПК (опробование пластов на кабеле) с построением профиля притока флюида, индикаторных диаграмм, определения проницаемости и продуктивности разреза.

Оптимизировать сложный процесс выделения коллекторов в этих зонах позволяет оперативный и доступный способ определения их граничных значений с использованием количественных критериев. Он заключается в построении при интерпретации кумулятивных кривых, отражающих характерные для месторождения распределения параметров ГИС (пористость, проницаемость, глинист-

тость) и результаты испытаний или ГДК. Граничному значению параметра соответствует точка пересечения кумулятивных кривых. Объекты делятся на категории с нормальным притоком, слабоприточные и бесприточные. Поскольку каждая категория пластов требует разного подхода к испытаниям, в зависимости от этого уточняется вопрос о дальнейшей технологии исследований, вскрытия, интенсификации и испытаний объектов.

Исследования в открытом стволе и в закрепленной скважине, проведенные в Красноленинском районе на Талинском, Приобском и других месторождениях, показали, что наиболее информативным для определения емкостных свойств коллекторов и литологического расчленения разреза является комплекс, включающий гидродинамический каротаж, ГГКП, АК, НК. Этот комплекс позволил разделить пласты на группы с нормальной проницаемостью ( $K_{np} > 0,1 \text{ фм}^2$ ) и на слабопроницаемые. К нормально проницаемым в Красноленинском районе отнесены пласты с пористостью  $K_n \text{ от} > 13,3$  и минеральной глинистостью по ГК ( $K_{gl} < 32,5\%$ ), к слабопроницаемым – объекты с  $8 < K_n \text{ от} < 13,3\%$  и минеральной глинистостью  $42,5 > K_{gl} > 32,5\%$ . Поскольку коллекторы являются динамическими системами, граничные величины на других месторождениях могут быть иными.

Для массовых определений емкостных свойств терригенных коллекторов использовались комплексы АК, АК+НГК и АК+НГК+ГГКР+ГДК, применение которых показало хорошую сходимость и соответствие с данными по керну.

Наиболее важную роль при литологическом расчленении разреза играет минеральная глинистость пород. При величине ее 13% породы-коллекторы относятся к слабоглинистым с пленочным типом цемента, при более 37% – к сильноглинистым с базальным цементом.

Применение комплекса геофизических и гидродинамических исследований позволило уточнить параметры продуктивных пластов, их эффективную мощность, изучить гидродинамическую связь с пластом в целом и с его прослоями, выявить профиль притока флюида и локализовать величины дебита и продуктивности. Корреляционная связь проницаемости с геофизическими параметрами в глинистых разрезах невысокая ( $K_k = 0,4-0,76$ ), более 50%.

Оценка характера насыщения объектов производилась по удельному электрическому сопротивлению (УЭС) и контролировалась данными опробования пластов. Результаты выявили целесообразность использования отдельных петрофизических связей для трех

диагностических групп объектов: I – с  $K_{np} < 1 \text{ фм}^2$ ,  $K_n < 17,5\%$ ; II –  $K_{np} = 1-10 \text{ фм}^2$ ,  $K_{nom} = 17,5-20\%$ ; III –  $K_{np} = 1-10 \text{ фм}^2$ ,  $K_{nom} > 20\%$ . Недостаточная эффективность применения УЭС в расслоенных глинистых разрезах Западной Сибири с толщиной прослоев менее 2 м компенсируется применением ЯМК, ГДК и повторных исследований в открытом стволе, которые позволяют оценить динамические характеристики пластов, их эффективную проницаемость и продуктивность.

Определение граничных значений пористости, проницаемости, глинистости, уточнение величин эффективной пористости производилось по результатам интерпретации комплекса ГГКП, НК, АК, ГК, ГДК, исследования керна и результатов испытания скважин в колонне.

Использование ГДК позволяет выделять в зонах эффективную толщину коллектора – один из важнейших подсчетных параметров. Основным источником информации для выявления эффективных толщин становятся данные ГИС. Однако, как отмечалось, ГИС бывают неинформативны. Надежное выделение эффективных толщин коллекторов достигается с помощью ГДК. Отбор из пласта проб флюида или фильтрата промывочной жидкости, измерение пластового давления, расчет эффективной проницаемости, а при неизвестной вязкости флюида оценка его подвижности в породе позволяют выделить по ГДК-диаграммам коллекторы с детальностью, недоступной другим методам ГИС, кроме микрокаротажа и бокового микрокаротажа.

При вскрытии пластов перфорацией с целью выявления потенциального дебита скважины гидродинамическая связь с пластом и улучшение качества коллектора в прискважинной области в нижних зонах (в отличие от верхних) достигается увеличением плотности перфорации до 20-40 отв/м, применением повторной перфорации, часто совмещенной с методами физико-химической обработки пласта растворами в прискважинной области. Правилom является использование мощных перфораторов, прострел интервалов большой толщины за один спуск, торпедирование, применение методов интенсификации и гидроразрыва пласта.

В разрезах с низкой пористостью и проницаемостью и с высокой глинистостью закономерным является нелинейность режимов притока. Она характерна для половины объектов в нижних зонах, играет важную роль при исследованиях изменений продуктивности скважин, служит критерием разделения объектов и прогноза эффек-

тивности дальнейших операций. Выявлять нелинейные эффекты можно с использованием ГДК и гидродинамических исследований. В основном нелинейность обусловлена дилатансией и физико-химическими процессами в пластах. Установлено, что при пористости выше 16% испытание в открытом стволе может быть признано достаточным, для объектов с пористостью ниже 10,5% характерны процессы дилатансии.

На Приобском, Талинском, Русскинском, Лукьявинском и других месторождениях Западной Сибири производились опытно-промышленные работы по выявлению процессов дилатантного разуплотнения и прогнозу повышения продуктивности скважин. Основное внимание уделялось объектам с пониженной пористостью, в которых высокие значения  $\alpha_{nc}$  могут отражать изменения проницаемости и пористости коллекторов околоствольной зоны, в том числе и за счет дилатансии.

Проведение работ по интенсификации притока пластового флюида из таких пластов не дает положительных результатов, потому что уже до вызова притока проницаемость околоствольной зоны значительно превосходит фильтрационные возможности пласта.

При наличии признаков коллектора для обеспечения достоверных испытаний надо выяснить, произошли ли в пласте процессы дилатансии, для чего предложено использовать термометрию.

Вскрытие пласта Ю<sub>1</sub> на Западно-Тевлинском месторождении в скв. 87 в интервале 2828-2834 м проводилось перфоратором ПКС80 с применением глинистого раствора плотностью 1,12 г/см<sup>3</sup>. После перфорации с плотностью 12 отв/м в интервале вскрытия зарегистрирована температурная аномалия в 2,5°C, устанавливающая факт отсутствия дилатансии и необходимость проведения работ по вызову притока. При снижении уровня в скважине получен приток нефти дебитом 2,6 м<sup>3</sup>/сут. После проведения 10 циклов МПД в комплексе с физико-химическим воздействием на пласт дебит возрос до 5,4 м<sup>3</sup>/сут при сохранении величины депрессии.

На скв. 244 Русскинской площади вскрытие пласта Ю<sup>2</sup> в интервале 2932-2943 м производилось перфоратором ПКС80 плотностью 12 отв/м. Температурная аномалия 5,7°C в интервале перфорации свидетельствовала о происшедшей в породах дилатансии и нецелесообразности дальнейших работ по интенсификации притоков. Проведение МПД, совмещенного с кислотной обработкой, не дало результатов, как и предсказывали авторы способа оценки явления дилатансии.

Учет процесса дилатансии на скважинах позволил избежать необоснованных затрат средств и времени на интенсификацию притоков из низкопроницаемых коллекторов. Информация, получаемая об этом явлении в процессе прострелочно-взрывных работ, обеспечивает контроль и повышение достоверности испытания скважин.

Если в бесприточных объектах, сложенных слоистыми породами с большим количеством глинистых прослоев (Приобское, Талинское и другие месторождения), имеющих средние величины пористости ниже 10,5%, приток флюида не получен, то, установив по результатам термометрии, что дилатансия в пласте произошла, скважину можно ликвидировать без спуска обсадной колонны. Резерв увеличения проницаемости пластов и повышения продуктивности скважин оказался исчерпанным.

Комплекс, состоящий из исследований в открытом стволе и в закрепленной скважине и включающий термометрию, позволяет обосновать подсчетные параметры коллекторов и залежей, оценить потенциальные дебиты скважин, исключить ненужные операции при вскрытии пластов. И все же он интерпретируется по схемам, не всегда отражающим реальные результаты. Характерны упрощенное представление о модели пласта-коллектора, путях движения в нем флюидов, недостаточный учет изменений плотности флюида, скин-эффекта, физического состояния пластовых систем. Все эти неточности в большой степени позволяют устранить использование кустов разведочных скважин в качестве источников объемной информации о динамической модели пласта, его строении, неоднородности, изменении коллекторских параметров, добычных возможностях скважин. Особенности распространения акустических и гидродинамических волн, возбуждаемых в скважинах-источниках, исследуются различными способами. Информация с кустов из 4-5 скважин базируется на оценке фильтрационно-емкостных свойств в естественном залегании в межскважинном пространстве. Она позволяет исключить искажения оценки пьезопроводности, проницаемости или подвижности флюида, связанные с неоднородностью коллекторов и с ухудшением призабойной зоны пластов. Данные, полученные в результате блочного возбуждения залежи, позволяют более достоверно оценить продуктивность объекта разработки.

В комплекс исследований входит проведение замеров пластового давления по стволу реагирующей скважины, создание импульсов возмущения пласта, проведение гидропрослушивания и периодических замеров дебитов. Он включает также обработку и интерпрета-

цию полученных данных с оценкой распределений величин гидропроводности, пьезопроводности, фильтрационных характеристик и с выделением параметров объемной модели пласта.

Источником возбуждения скважин служат перфорация и интенсификация притоков различными способами. К ним относятся однократное и многоцикловое воздействие генератора импульсов давления (ГИДП), подрыв порохового заряда при торпедировании. Сигналы передаются при изменении давлений, дебитов, режимов откачки, а также при остановке и запуске скважин в бурение и эксплуатацию.

В реагирующих скважинах-приемниках проводятся наблюдения за изменением дебитов, прослушиваются сейсмоакустические и гидродинамические волны, в том числе сверхнизкочастотные акустические сигналы воздействия ГИДП, которые позволяют судить о неоднородности, пьезопроводности и проницаемости пласта между скважинами.

Использование информации о кустах скважин путем их возбуждения позволяет установить добывные возможности скважин, перевести часть площади, характеризовавшейся низкими дебитами скважин, в число промышленно значимых на основе повышения продуктивности блока залежи в возбужденном состоянии. Информация позволяет осуществлять контроль полноты гидродинамических данных.

На Восточно-Сургутском месторождении сейсмическое воздействие на блок залежи привело к изменению продуктивности как в скважине-источнике, так и в реагирующих скважинах. Это изменение носило автоколебательный характер и длилось около двух месяцев. На Приобском месторождении взрывное воздействие на куст скважин с последующим дренированием и гидропрослушиванием привело к возрастанию дебитов скважин в несколько раз. Они были переведены на фонтанирование, а участок расположения куста скважин включен в подсчет запасов.

Возбуждаемая система “скважина-пласт” чувствительна к малоамплитудным волновым воздействиям и может легко ими управляться. Важно, чтобы величины их от источника превышали некоторые пороговые значения активности, а пластовая система перешла в возбужденное состояние. Установление пороговых величин является предметом будущих исследований.

Эксперименты показали, что при применении метода переменных давлений существенный эффект – увеличение проницаемости низкопоровых песчано-алевритовых коллекторов Западной Сиби-

ри более чем в два раза – получен при разнице давлений 4 МПа, продолжительности сигнала 45 с и количестве воздействий 35. Возможно, подобные параметры сигналов воздействия дадут возможность увеличивать свойства коллекторов и продуктивность кустов скважин, а подбор их оптимальных величин позволит регулировать увеличение проницаемости пластов и продуктивности скважин.

Глубина и скорость распространения волн по пласту определяется частотой колебаний сигнала, свойствами коллекторов, вязкостью насыщающего флюида.

Исследование кустов разведочных скважин направлено на повышение эффективности подсчета запасов и обоснования разработки залежей путем определения оптимальных добычных возможностей пласта и перевода части площади, характеризующейся низкими подсчетными параметрами и дебитами, в состав промышленно значимых, разрабатывающихся на нефонтанирующих режимах. Оно расширяет возможности взрывных и импульсных технологий и позволяет обосновать и повысить эффективность испытаний разведочных и заканчивания эксплуатационных скважин.

Из изложенного следует, что оценка и регулирование техногенных изменений свойств коллекторов и продуктивности скважин в нижних глубинных зонах дают хорошие результаты, если они базируются на комплексных геофизических и гидродинамических исследованиях в открытом стволе и закрепленной скважине, учитывают как несоответствие коллекторских параметров пластов с литологическими характеристиками, так и наличие густой, непротяженной, зачастую паутинообразной трещиноватости дилатантной природы.

В нижних глубинных зонах эффективно применение мощных перфораторов, повторной перфорации, методов интенсификации вплоть до гидроразрыва пласта в сочетании с физико-химической обработкой прискважинной области растворами.

Контроль изменений прискважинной области и решение вопросов о необходимости процессов интенсификации и вызова притока осуществляется с применением термометрии.

Регулирование потенциальной продуктивности скважин возможно путем возбуждения кустов скважин с помощью генераторов импульсов давления, подрывом порохового заряда с использованием полученной информации для оценки параметров коллекторов. Возбуждение системы приводит к увеличению дебитов скважин и повышению эффективности разведки и разработки месторождений.



Известен целый ряд методов увеличения производительности скважин со сниженным дебитом. Они включают повторную перфорацию, кислотную и другие физико-химические обработки, создание трещин гидроразрыва, различные сочетания этих методов. Для определения скважин, где применение этих методов будет эффективным, с целью прогнозной оценки соотношений затрат на интенсификацию с учетом потенциального дебита нефти в фирме Schlumberger существует группа интенсификации добычи. Она сочетает экспертизу данных каротажа, испытаний, перфорации, возможности интенсификации для обеспечения ответственных за бурение специалистов полной информацией о продуктивности отдельной скважины и месторождения в целом. Специалисты группы разрабатывают конкретные рекомендации по восстановительным мерам с использованием новейших технологий заканчивания скважин и интенсификации притоков флюидов, если они экономически оправданы. Если данные указывают, что дебит скважины ниже потенциально возможного, то группа оценивает стоимость затрат на интенсификацию и рекомендует применять технологии, которые позволяют окупить затраты на использование методов воздействия в срок до 6 мес.

Такая организация работ в нашей стране позволила бы привлечь квалифицированных специалистов к оценке продуктивности скважин и месторождений. Сопровождение геолого-технического прогноза экономической оценкой в настоящее время вполне оправдано.

\* \* \*

Выполненный анализ позволяет отметить, что контроль изменений свойств коллекторов в верхней глубинной зоне базируется на данных стандартных методов ГИС. Регулирование этих изменений определяется свойствами коллекторов и динамическими условиями и заключается в использовании щадящих методов вскрытия и интенсификации, в избирательном воздействии на коллекторы и флюидопоры.

В нижних зонах при контроле информативными являются комплексы геолого-геофизических и гидродинамических исследований в открытом стволе и в закрепленной скважине, возбуждения кустов скважин и метод термометрии, позволяющий фиксировать явление дилатантного разуплотнения и изменение свойств пластов. Регулирование техногенных изменений коллекторов направлено на повышение отдачи флюида путем улучшения сообщаемости пор и много-

численных замкнутых и небольших открытых трещин. Эффективны повышение плотности перфорации в сочетании с физико-химическими методами воздействия, другие методы интенсификации вплоть до гидроразрыва пласта.

## Заключение

Проблема коллекторов, благодаря практической направленности на подсчет запасов и разработку залежей нефти и газа, исследована детально на качественном и количественном уровнях. Известно, что свойства коллекторов изменяются как в процессе литогенеза, так и при техногенных воздействиях, но до сих пор отсутствовали работы, в которых эти изменения рассмотрены обстоятельно и совместно.

В монографии обоснованы закономерности изменения свойств коллекторов, роль температуры, давлений, процессов, протекающих в коллекторах как в литогенезе, так и при их вскрытии и опробовании. Наряду с проблемами образования и изменения коллекторов, в ней отражены особенности и эффективность бурения, перфорации, интенсификации и вызова притоков на скважинах Западной Сибири и намечены пути разработки новых технологий и повышения эффективности разведки и разработки в главном регионе добычи нефти и газа в нашей стране.

Геолого-методические основы вскрытия и опробования коллекторов базируются на решении геологических задач, каждая из которых требует определенного набора технологических приемов. Общая направленность процесса исследований при разведке месторождений нефти и газа заключается в конкретизации и уточнении данных при решении главных задач геологоразведочного бурения: выделения пластов-коллекторов, оценки их параметров и насыщения флюидами, получения продукта, определения его состава и потенциального дебита. Из анализа задач следуют два важных вывода. Первый касается тесной взаимосвязи представлений о коллекторах, их продуктивности, вскрытии и опробовании. Второй состоит в том, что создание единой методологии путем грамотного комплексирования геологических данных, методов исследования и технологий работ на скважинах с учетом процессов, происходящих в пластах, позволяет оптимизировать эти процессы, исключить ненужные опе-

рации и на этой основе подойти к регулированию изменений параметров коллекторов околоствольной зоны и их продуктивности.

Существуют общие положения, определяющие роль вскрытия и опробования пластов-коллекторов в изменении их свойств в прискважинной области. Ряд приемов вскрытия бурением, многоколонная конструкция скважин снижают свойства коллекторов. Перфорация влияет на их техногенные изменения положительно или отрицательно. Методы, связанные с подготовкой скважин к эксплуатации, очищают прискважинную область и улучшают фильтрационные характеристики. При подборе технологий вскрытия и вызова притоков появляется возможность снижения техногенных изменений свойств коллекторов.

Теоретические суждения и промысловые данные об эффективности вскрытия пластов позволяют применить для ее общей оценки коэффициент гидродинамического совершенства. Использование  $K_c$  позволило охарактеризовать связи между параметрами и усовершенствовать методику и технологию рационального вскрытия пластов в зависимости от геолого-технических условий на месторождении, выявить роль бурения в изменении коллекторов, установить влияние величины репрессии и депрессии на пласт, определить значение типоразмера перфоратора и плотности перфорации.

Коллекторы нефти и газа месторождений Западной Сибири в данной монографии рассматриваются в качестве сложного самостоятельного объекта с изменяющейся структурой и характером связей между параметрами, т.е. они представляют литофлюидодинамические системы. Термин *пласты-коллекторы* является условным, поскольку на изменение коллекторских свойств сильно влияют повсеместно развитые системы трещин. Они превращают границы пластов в “прозрачные”, а коллекторские объекты – в сообщающиеся между собой системы. Показано, что свойства литофлюидодинамических коллекторских систем изменяются при любой смене условий на всем протяжении литогенеза и при непосредственном техногенном воздействии – при бурении, перфорации, вызове притока.

В монографии отражены особенности распределения свойств коллекторов в литофациальных комплексах, пластах и породах по латерали и в зависимости от глубины.

Комплексный подход к исследованиям позволил обосновать выделение в юрско-меловых отложениях Западной Сибири четырех глубинных зон, различающихся свойствами коллекторов, распределением минералов и флюидов, темпами изменения температур и дав-

лений. В каждой из зон сосредоточены неодинаковые по форме, величине и генезису участки разуплотнения и недоуплотнения. Зоны характеризуются определенными пределами размеров залежей, энергетических возможностей пластов и потенциальным уровнем их использования, что отражается в значениях коэффициента гидродинамического совершенства. Размеры глубинных зон возрастают в условиях ослабления дренажа коллекторских толщ. Изменяются их строение и насыщение флюидами, увеличивается газонасыщенность разрезов, большее значение приобретают зоны разуплотнения.

Формирование коллекторов находится в причинно-следственной связи со скоростью осадконакопления и погружения, с динамикой переноса и седиментации осадков, с повышением или снижением пластовых температур и давлений.

Для изучения эволюционно-динамических процессов в коллекторах введено понятие "седиментационно-динамическая модель коллектора", основанное на соотношении критериев: скорости осадконакопления, динамики переноса и седиментации осадков с учетом уровня моря и волнового базиса. Разработана классификация теоретических седиментационно-динамических моделей для терригенных отложений, произведена типизация по этим признакам и дана характеристика изменений свойств коллекторов юрских и меловых комплексов ЗСНГБ. Принятый подход позволил выявить эволюцию динамических обстановок аккумуляции осадков и их влияние на образование коллекторов.

Уменьшение динамики переноса и седиментации осадков и увеличение скорости осадконакопления приводит к снижению энергетических возможностей пластов и эффективности их вскрытия.

Автоколебательный характер изменения коллекторских толщ Западной Сибири является закономерным отражением одновременного проявления разномасштабных неравномерно протекающих динамических процессов при седиментации, деструкции пород, миграции флюидов, возрождении вод, нефтегазогенерации, преобразованиях минеральных ассоциаций в катагенезе и при термодинамических явлениях при вскрытии пластов. Он способствовал происхождению вещественно-структурной неоднородности, гетерогенности и неравновесности коллекторской системы и образованию седиментационно-динамических комплексов и глубинных зон, осложненных участками разуплотнения и уплотнения.

Значительное влияние на эффективность вскрытия пластов бурением оказывают их фильтрационно-емкостные свойства, харак-

тер насыщения и состояние прискважинной области коллектора. Системный анализ позволил выявить по тесноте связей три группы критериев оценки эффективности вскрытия пластов перфорацией. К первой группе относится положение интервала перфорации, образование канала в породе и герметичность интервала опробования после перфорации. Вторая группа включает условия формирования притока к забою. В нее входят коэффициент гидродинамического совершенства ( $K_c$ ), направленность отклонения от линейного закона фильтрации (параметр трещиноватости  $B$ ) и величина работающей толщины пласта. Третья группа критериев сводится к величинам погрешностей приведенного дебита и продуктивности, создающим основу для корректного сравнения результатов опробования.

Эффективность вскрытия пластов перфорацией зависит от принадлежности их к глубинным зонам. Анализ результатов в верхних глубинных зонах, где расположено подавляющее большинство крупных месторождений, показал, что применение кумулятивной перфорации привело к созданию качественной гидродинамической связи пласта со скважиной и к получению оптимальных притоков флюидов. Но при недостаточном учете принадлежности коллекторов к глубинным зонам в скважинах иногда допускали неоправданно интенсивное вскрытие: увеличение количества отверстий в колонне, раздробление цементного камня за обсадными трубами и, как следствие, получение продукции не только из перфорированного, но и из выше- и нижележащего интервалов. Общей тенденцией оказалось увеличение количества отверстий с глубиной, со снижением пористости и проницаемости пород, возрастанием глинистости пластов. Выбор типоразмера перфораторов в высокопроницаемых коллекторах этих зон ( $\alpha_{nc} > 0,7$ ) мало влияет на  $K_c$ . И все же здесь предпочтительнее применение перфораторов, не превышающих по мощности ПКС80: на высокообводненных месторождениях – корпусных, при угрозе подтока вод в коллектор малой толщины – сверлящих. Рекомендуются снижение количества отверстий в пластах верхней зоны.

В третьей и четвертой глубинных зонах в юрско-валанжинских пластах-коллекторах вскрытие сложно построенных коллекторов перфораторами ПКО89, ПР и ПКС105 сопровождалось благоприятным воздействием на ПЗП и приводило к улучшению ее характеристик и величин  $K_c$ . Эффективность применения ПР43 и ПР54 выше, чем ПКС80, даже в сочетании с повторной перфорацией и методами воздействия пороховых генераторов давления. Это значит, что для

глубоких горизонтов пробивная способность перфораторов ПКС80 недостаточна, и рекомендуется применять более мощные перфораторы, увеличивать количество отверстий и обязательно сочетать вторичное вскрытие с методами воздействия на коллектор вплоть до гидроразрыва пласта.

Комплекс процессов, происходящих в коллекторах при первичном, вторичном вскрытии, и вызове притока, рассмотрен на основе теоретических представлений, экспериментальных исследований и промышленного использования на многих месторождениях Западной Сибири.

Известно, что при вскрытии пластов бурением вокруг скважины образуется динамическая система зон кольматации и проникновения фильтрата бурового раствора глубиной до 6 м и более.

Механизм формирования зон различен, меняется во времени, но всегда определяется свойствами коллекторов, параметрами промывочной жидкости и технологией работ, в которой важную роль играют изменение температур и давлений в скважине. Образование зоны проникновения осложнено массообменными физико-химическими процессами, среди которых преобладают сорбция, десорбция, приводящие к набуханию глинистых минералов. Большую роль играет образование водонефтяных эмульсий, выпадение солей, серы, конденсата и парафинов.

После крепления скважины трубами механизм изменения прискважинной области регулируется сходными процессами, интенсивность которых начинает затухать.

При перфорации усиливаются процессы расформирования зоны проникновения. Наряду с ними под действием кумулятивной струи и ударной волны происходит разрушение прискважинной зоны, образование дилатантной паутинообразной системы трещин, дробление пород и возрастание в них до 10% содержания пелитовой фракции за счет песчано-алевритовой. Временно породы приобретают повышенную гидрофобность, в них усиливаются явления адсорбции. При вызове притока, особенно при воздействии на пласт переменными давлениями, изменения свойств коллекторов продолжают-ся. С увеличением напряжений в породах возрастает количество и протяженность трещин. При этом важное значение имеет выбор оптимальной величины депрессии, длительности воздействия и числа его циклов.

Большую роль при вскрытии перфорацией и вызове притоков флюидов играют явления дилатантного разуплотнения под влияни-

ем энергии, внесенной в пласт за счет увеличения давления, температуры, в том числе при взрыве заряда перфоратора. Механизм этого явления позволяет применить в качестве его индикатора термометрию. Поскольку после прекращения внешнего воздействия система возвращается в близкое к исходному состояние и эффект от воздействия практически исчезает, необходима разработка технологий, позволяющих с использованием процесса дилатантного разуплотнения устойчиво стимулировать добычу нефти.

Большой интерес приобретает возбуждение продуктивных горизонтов с применением кустов скважин. В пластовой системе скважины, находящиеся в фазе повышенной активности, выводят из состояния покоя смежные скважины. Следствием является прохождение волны возбуждения, позволяющей установить пути фильтрации и увеличить проницаемость и продуктивность коллекторов.

Полученные при анализе коллекторов Западной Сибири и технологий их вскрытия связи между параметрами и рассмотренные представления о механизме формирования прискважинной области позволяют осуществлять контроль и прогноз эффективности бурения, перфорации и испытаний скважин. К числу наиболее важных критериев эффективности вскрытия относятся параметры пласта-коллектора (эффективная и вскрытая толщина, неоднородность, пористость, проницаемость), плотность и вязкость пластового флюида, величина репрессии на пласт.

Регулирование и контроль изменений свойств коллекторов в верхних глубинных зонах базируются на использовании стандартного комплекса ГИС. При сопровождении контроля эффективности вскрытия выполняются мероприятия по снижению загрязнения прискважинной области, борьбе с набуханием глинистых минералов. Для сохранения свойств коллекторов широко используются физико-химические методы обработки пластов жидкостями, избирательно воздействующими на коллекторы и плотные прослои. При перфорации подбор щадящих методов может сопровождаться слабой депрессией на пласт, исключаяющей подток вод в скважину.

В нижних глубинных зонах, где стандартный комплекс ГИС малоинформативен, оценка и регулирование техногенных изменений коллекторов и продуктивности скважин основывается на использовании комплекса геофизических и гидродинамических исследований в открытом стволе и в закрепленной скважине. При контроле учитывается нелинейность режима притока флюидов. При вторичном вскрытии техногенные изменения коллекторов снижаются, а

продуктивность скважин возрастает при использовании мощных перфораторов, вскрытии на депрессии, повторной перфорации, применении различных методов интенсификации.

Контроль изменения прискважинной области и решение вопросов о необходимости интенсификации и вызова притоков осуществляют применением термометрии, позволяющей установить процессы дилатантного разуплотнения. Регулирование возможно путем использования возбуждения кустов скважин.

Геолого-техническую прогнозную оценку вскрытия, интенсификации, регулирования изменений коллекторов и продуктивности скважин следует сопровождать экономическими расчетами.

Результаты, полученные авторами на примере Западной Сибири, приемлемы и для других регионов сходного строения.

В заключение следует отметить, что ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов с глубиной приводит к тенденции компенсировать этот процесс изменением технологии вскрытия перфорацией, но эта компенсация достигает эффекта в отношении коллекторов высокого качества и при освоении их на низких депрессиях. Коллекторские пласты худшего качества должны вскрываться с применением еще более совершенных системных технологий, которые необходимо создать.



# Геолого-геофизические, промысловые и гидродинамические данные

Пласт	Номер скважины	Интервал перфорации, м	$\alpha_{nc}$	Мощность пласта, м	Эффективная мощность, м		Коэффициент проницаемости ( $K_{np}$ ), $\text{мд}^2$	Параметр трещиноватости ( $B$ )	Коэффициент открытой пористости ( $K_n$ от), %	Коэффициент гидродинамического совершенства ( $K_c$ )
					пласта	интервала перфорации				
Вынгайхинское										
БП <sup>I</sup> <sub>II</sub>	37	2328-2336	0,65	9,6	8,8	7,2	6,7	1,64	24,55 (24,9)*	0,53
	38	2351-2361	0,40	19,0	13,6	5,0	0,9	1,05	18,3 (19,5)	1,00
	352	2297-2310	0,71	13,2	10,8	10,8	20	1,24	21,7(25)	0,40
	354	2378-2382	0,80	5,6	4,4	3,2	46	1,06	20,2	0,651
	359	2366-2374	0,85	15,0	10,8	6,6	22	1,09	22,9(25)	0,785
	370	2403-2412	0,80	17,6	9,4	9,4	34	1,09	23,3(25)	0,710
	370	2418-2421	0,85	17,6	9,4	9,4	58	1,31	21,7(22)	0,37
	351	2361-2367	0,55	9,8	6,6	5,6	16	1,01	22,1(25)	0,695
Северо- Варьганское										
БВ <sup>I</sup> <sub>8</sub>	50	2398-2402	-	-	14,6	4,0	-	1,08	23,8	-
Ю <sub>1</sub>	33	2798-2803	-	31,4	22,8	3,6	53	1,05	-	0,84
	39	2755-2770	-	32,0	28,6	14,4	7	1,04	15,5	0,38
	46	2875-2880	-	24,2	16,8	4,8	34	1,09	-	0,47
	53	2858-2868	-	24,0	9,0	7,6	2	1,58	15,0	0,40
	40	2830-2852	-	19,4	13,6	13,6	15	1,05	-	0,48
Талинское										
ЮК <sub>10</sub>	119	2666-2692	0,75	25,0	14,2	14,0	44	1,01	15,2	0,72
	126	2647-2652	-	39,2	14,6	6,1	51	1,12	16,1	1,06
	129	2676-2683	-	25,0	13,0	10,4	3	1,04	15,9	0,8
		2692-2700								
	134	2622-2639	-	17,0	4,8	4,4	118	1,12	14,9	1,9
T+P <sub>z</sub>	104	2400-2670	0,38	-		50,0	-	1,00		0,9

## коллекторов месторождений Западной Сибири

Коэффициент удельной продуктивности, м <sup>3</sup> /сут х 0,1 МПа	Плотность промысловой жидкости, г/см <sup>3</sup>	Депрессия ( $\Delta P$ ), МПа	Температура пласта, °С	Пластовое давление ( $P_{пл}$ ), МПа	Дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Объемный коэффициент нефти	Вязкость нефти, сП	Коэффициент сжатия нефти	$\frac{P_{пл}}{P_2}$
<i>месторождение</i>										
1,6	1,16	3,1	76	23,7	158,4	147	1,2047	0,64	1,0	1,02
0,06	1,14	2,6	81	22,9	3,3	118	1,2047	0,61	1,0	0,97
0,5	1,11	1,9	85	22,65	57,6	223	1,2047	1,10	1,5	0,99
0,614	1,14	2,7	78	23,63	57,8	94	1,2047	0,97	1,0	0,99
0,92	1,10	1,7	76	24,36	75,0	85	1,2047	0,75	1,0	1,03
0,566	1,13	2,4	81	23,84	52,0	59	1,2047	1,33	1,0	0,99
0,70	1,13	2,4	81	23,84	64,8	60	1,2047	1,33	1,0	0,99
0,354	1,14	2,5	78	22,79	35,7	52	1,2047	1,10	1,0	0,96
<i>месторождение</i>										
9,7	1,15	3,1	76	23,95	45,2	61	1,261	0,52	1,0	1,00
3,45	1,18	4,2	93	28,77	174,0	211	1,672	0,23	2,5	1,00
0,842	1,20	4,7	88	27,85	15,4	204	1,672	0,23	2,0	1,01
1,4	1,17	4,0	98	28,75	96,0	156	1,672	0,23	1,5	1,00
0,116	1,17	4,1	93	28,52	7,0	96	1,672	0,23	1,0	1,00
2,0	1,20	4,8	91	28,52	62,6	113	1,672	0,23	1,5	1,00
<i>месторождение</i>										
2,19	1,19	7,3	85	24,4	162,4	-	1,389	0,41	1,75	0,92
2,52	1,20	6,6	105	25,16	141,0	-	1,389	0,41	1,75	0,95
0,33	1,12	5,5	103	20,38	48,2	-	1,389	0,41	1,75	0,76
11,4	1,17	6,2	89	20,8	180,0	27	1,389	0,41	1,75	0,79
1,63	1,16	4,7	95	23,6	132,0	-	1,389	0,50	1,75	0,98

Пласт	Номер скважины	Интервал перфорации, м	$\alpha_{nc}$	Мощность пласта, м	Эффективная мощность, м		Коэффициент проницаемости ( $K_{np}$ ), $\text{мд}^2$	Параметр трещиноватости ( $B$ )	Коэффициент открытой пористости ( $K_n$ ), %	Коэффициент гидродинамического совершенства ( $K_c$ )
					пласта	интервала перфорации				
	127	2718-2792	0,69	-	-	-	-	1,31	-	-
<i>Ватъеганское</i>										
Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	101	2606-2613	1,00	-	-	6,0	155	1,07	18,6	0,9
БВ <sub>17</sub>	102	2512-2526	0,85	-	-	10,8	0,8	1,93	21,7	1,0
БВ <sub>8</sub> <sup>2</sup>	144	2184-2188	0,88	-	-	4,0	100	1,07	25,5	1,12
<i>Тюменское</i>										
БВ <sub>10</sub> <sup>+2</sup>	213	2453-2461	0,50	-	-	5,2	14	1,14	22,9 (26,3)	1,13
Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	207	2744-2747	0,97	-	-	4,0	203	1,09	20,7	0,8
	205	2756-2761	0,94	-	-	4,2	76	1,02	24,4 (26,5)	0,65
БВ <sub>8</sub> <sup>1</sup>	1	2328-2335	0,61	-	-	6,6	392	1,10	23,5 (24,1)	0,43
<i>Новопортновское</i>										
P <sub>z</sub>	134	2740-2800	-	-	-	-	32	1,05	-	1,0
Ю <sub>2-3</sub>	146	2028-2032	-	29,8	28,8	4,0	0,6	1,30	16,2 (18,5)	1,1
Ю <sub>4</sub>	153	2048-2086	-	-	-	33,0	23	1,01	16,7	0,095
Ю <sub>3</sub>	134	2052-2060	-	-	-	-	105	1,33	17,0	0,45
НП <sub>2-3</sub>	95	1888-1900	-	-	-	-	29	1,07	-	1,06
	96	1843-1867	-	-	-	-	3,4	1,06	-	0,64
<i>Восточно-Сургутское</i>										
АС <sub>4</sub>	173	1868-1872	-	-	-	-	-	1,22	-	-
БС <sub>10</sub>	152	2325-2330	0,78	-	-	5,0	-	1,01	-	0,84
Ю <sub>2</sub> <sup>1</sup>	56	2849-2859	0,43	13,8	6,4	6,0	4	1,16	-	1,27
	35	2828-2842	0,63	15,0	9,8	9,8	2,6	1,15	-	0,92
	42	2855-2859	0,65	15,6	5,0	3,4	28	1,80	-	0,437
	34	2852-2859	0,67	16,2	6,0	6,0	13	1,33	-	0,52

Коэффициент удельной продуктивности, м <sup>3</sup> /сут x 0,1 МПа	Плотность промысловой жидкости, г/см <sup>3</sup>	Депрессия ( $\Delta P$ ), МПа	Температура пласта, °С	Пластовое давление ( $P_{пл}$ ), МПа	Дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Объемный коэффициент нефти	Вязкость нефти, сП	Коэффициент сжатия нефти	$\frac{P_{пл}}{P_2}$
1,15	1,16	5,9	101	25,5	92,0	-	1,389	0,50	1,75	0,94
месторождение										
7,5	1,2	4,5	78	26,74	219,0	140	1,50	0,50	1,5	1,03
0,11	1,18	4,9	75	24,71	5,2	8	1,24	0,75	1,0	0,98
3,2	1,13	2,9	68	21,80	123,5	100	1,24	0,75	1,0	1,00
месторождение										
0,74	1,14	3,5	85	24,18	32,0	140	1,2783	0,75	1,5	0,99
7,0	1,18	4,9	83	27,45	144,0	125	1,2783	0,50	1,5	1,00
2,43	1,20	4,7	90	28,39	126,7	97	1,2783	0,50	1,2	1,03
7,07	1,18	4,6	78	22,90	210,0	56	1,2783	0,75	1,0	0,98
месторождение										
8,72	1,16	2,2	91	29,62	180,0	3	1,00	0,30	0,4	1,08
0,026	1,16	3,3	63	20,23	4,5	2626	1,31	0,65	1,1	1,00
0,65	1,16	3,2	63	20,51	55,3	42	1,31	0,65	1,1	1,00
2,50	1,16	2,6	68	21,24	158,9	3161	1,20	0,50	1,1	1,04
	1,16	2,9	62	19,02	4,6	699	1,30	0,50	1,1	1,01
	1,16	2,8	57	18,53	61,4	543	1,30	0,50	1,1	1,00
месторождение										
0,355	1,16	2,6	50	17,35	30,0	112	1,20	3,25	1,0	0,93
1,758	-	-	84	22,82	23,7	29	1,04	3,25	1,0	0,98
0,175	1,16	2,0	-	31,09	121	64	1,14	1,32	1,0	1,09
0,134	1,16	2,2	87	28,05	10,4	84	1,14	1,32	1,0	0,99
0,170	1,16	2,0	85	30,26	20,4	65	114	1,32	1,0	1,06
0,213	1,16	2,0	89	29,83	19,3	13	1,14	1,32	1,0	1,05

Пласт	Номер скважины	Интервал перфорации, м	$\alpha_{nc}$	Мощность пласта, м	Эффективная мощность, м		Коэффициент проницаемости ( $K_{пр}$ ), $\text{мд}^2$	Параметр трещиноватости ( $B$ )	Коэффициент открытой пористости ( $K_r$ от), %	Коэффициент гидродинамического совершенства ( $K_c$ )
					пласта	интервала перфорации				
	142	2849-2863	0,61	12,4	5,0	5,0	-	1,15	-	-
Ю <sub>2</sub> <sup>2</sup>	180	2880-2892	0,30	25,6	-	9,0	5	1,3	13(16,5)	0,365
	58	2823-2833	-	-	4,8	4,8	12,5	1,03	-	1,2
<i>Тарасовское</i>										
БП <sub>10-11</sub>	255	2622-2628	-	14,4	24,4	5,6	21	1,02	-	0,27
	251	2624-2630	-	44,8	31,8	12,2	76	1,23	-	0,131
БП <sub>14</sub> <sup>1</sup>	85	2839-2849	-	27,8	12,8	7,2	3	1,40	15,0	1,10
БП <sub>10-11</sub>	70	2810-2816		43,4	23,8	8,4	5	1,16	18,7	0,76
<i>Карачовское</i>										
БС <sub>10</sub> <sup>2</sup>	81	2625-2633	0,67	7,8	5,0	4,0	72,5	1,01	-	0,29
БС <sub>11</sub>	80	2643-2656	0,67	23,4	5,2	5,2	-	1,11	-	-
	79	2649-2665	0,65	20,8	5,0	5,0	11	1,44	-	0,75
	93	2655-2666	0,64	24,0	17,8	7,8	16	1,16	-	0,58
	93	2666-2673	0,64	24,0	17,8	13,0	13	1,06	-	0,45
БВ <sub>8</sub>	33	2191-2199	0,89	160	16,0	7,2	250	1,18	-	0,98
ЮВ <sub>1</sub>	40	2460-2488	0,81	-	-	-	-	1,48	-	-

\*В скобках – максимальные значения.

Коэффициент удельной продуктивности, м <sup>3</sup> /сут х 0,1 МПа	Плотность промывочной жидкости, г/см <sup>3</sup>	Депрессия ( $\Delta P$ ), МПа	Температура пласта, °С	Пластовое давление ( $P_{пл}$ ), МПа	Дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Объемный коэффициент нефти	Вязкость нефти, сП	Коэффициент сжатия не- фти	$\frac{P_{пл}}{P_2}$
0,196	1,18	2,8	86	29,25	62,1	18	1,14	1,32	1,0	1,03
0,096	1,4	1,5	84	27,27	6,8	36	1, 14	1,32	1,0	0,97
0,367	-	-	81	28,72	14,8	36	1,14	1,32	1,0	1,02
<i>месторождение</i>										
1,054	1,14	3,9	81	25,76	133,7	167	1,387	0,49	2,2	0,99
0,37	1,14	3,8	88	25,41	14,1	143	1,387	0,49	2,2	0,98
0,30	1,14	3,3	96	28,10	64,0	98	1,403	0,40	2,0	0,99
0,35	1,25	6,9	-	24,84	57,0	62	1,387	0,49	2,2	0,94
<i>месторождение</i>										
1,12	1,18	4,6	90	26,37	49,6	29	1,124	0,5	1,00	1,00
0,30	1,18	4,6	89	26,50	31,0	26	1,124	0,5	1,00	1,00
0,50	1,19	5,1	82	26,00	48,0	56	1,124	0,5;1,00	1,00	
0,98	1,20	5,3	89	25,94	81,0	44	1,124	0,5	1,00	0,98
1,05	1,20	5,1	89	25,94	86,0	46	1,124	0,5	1,00	0,98
5,77	1,14	5,3	-	19,64	120,0	-	1,250	1,3	1,00	0,90
0,34	-	-	99	24,40	13,2	-	1,250		1,0	0,99

1. Ахияров В.Х., Хафизов Ф.З. Объекты разведки и подсчета запасов нефти и газа Тюменской области // Геология нефти и газа, 1984. – № 12.
2. Ахияров В.Х., Шумило Н.И. Оценка коллекторов по данным каротажа в отложениях тюменской свиты Красноленинского месторождения / Тр. ЗапСибНИГНИ, 1989. – Вып.162.
3. Баженовский горизонт Западной Сибири / Ю.В.Брадучан, А.В.Гольберт, Ф.Г.Гурари и др. – Новосибирск: Наука, 1986.
4. Бекжанов Г.Р., Бугаец А.Н., Лось В.Л. Геологические модели при прогнозировании ресурсов полезных ископаемых. – М.: Недра, 1987.
5. Бочкарев А.В., Евик В.Н. Природа аномальных явлений в битуминозных глинах нижнего майкопа Центрального Предкавказья. Литология и полезные ископаемые. – М.: Наука, 1990.
6. Бочкарев В.С. Тампейская и туринская серии Западно-Сибирской равнины / Тр.ЗапСибНИГНИ, 1984. – Вып.152.
7. Бродский П.А., Иссякаев В.А. О сравнительной эффективности вскрытия пластов перфорацией // Разведочная и промысловая геофизика, 1963. – № 48.
8. Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Трофимук А.А. Главный резерв нефти и газа России в третьем тысячелетии / В сб. Нефтегазоносные и угленосные бассейны России. – М.: МГУ, 1996.
9. Возможности опробователей пластов на кабеле для определения газожидкостных контактов в бурящихся скважинах / Г.Г.Яценко, А.И.Фионов, А.В.Бубеев, П.А.Бродский // Геология нефти и газа, 1982. – № 6.
10. Временная инструкция по выбору интервалов вскрытия и типоразмера перфоратора в скважинах с близкозалегающими газонефтеводоносными горизонтами (с набором типовых геологических ситуаций). – Тверь: Ноябрьскнефтегеофизика, 1993.
11. Выжигин Г.Б. Влияние условий вскрытия пластов и заканчивания скважин на их продуктивность // Нефт. хоз-во, 1985. – № 5.
12. Выполнить анализ эффективности вскрытия пластов перфорацией в отложениях нижнего мела и юры Западной Сибири (Отчет по теме № 308-88) / Отв. исп. В.С.Замахеев, Г.Н.Леоненко, В.В.Захаревич. – М.: ВНИИвзрывгеофизика, 1990.
13. Гайворонский И.Н., Ахмадеев Р.Г. Мордвинов А.А. Вскрытие продуктивных пластов бурением и перфорацией и подготовка скважин к эксплуатации. – Пермь, 1985.
14. Гайворонский И.Н., Мордвинов А.А. Гидродинамическое совершенство скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983.
15. Геологические модели юрско-валанжинских нефтяных пластов-коллекторов и эффективность их вскрытия перфорацией / В.В.Захаревич, Т.Ю.Кутузова, Г.Н.Леоненко, Г.А.Слуцкина // В сб.Новые разработки технических средств и технологий. – М.: ВНИПИвзрывгеофизика, 1990.
16. Геофизические исследования при испытаниях в колонне нефтяных и газовых скважин (Методическое руководство по проведению исследований и интерпретации данных). – М.: ВНИИЯГГ, 1980.

17. *Гиригорн Л.Ш.* Строение осадочного чехла севера Западной Сибири по данным сейсмологического анализа. Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. д. г.-м.н. – М., 1987.
18. *Гончаров И.В.* Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987.
19. *Григорян Н.Г.* Вскрытие нефтегазовых пластов стреляющими перфораторами. – М.: Недра, 1982.
20. *Деменицкая Р.Н., Аплонов С.В.* Геодинамика отмирания малых океанов геологического прошлого // Изв. АН СССР. Сер. геол., 1988. – № 10.
21. *Джеванишир Р.Д.* Теоретические модели и методы прогнозирования пластовых давлений, коллекторских и экранирующих свойств пород в терригенных нефтегазоносных толщах. Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. д.г.-м.н. – Баку, 1987.
22. *Дмитриевский А.Н.* Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносного осадочного бассейна. – М.: Недра, 1982.
23. *Дорофеева Т.В.* Тектоническая трещиноватость горных пород и условия формирования трещинных коллекторов нефти и газа. – Л.: Недра, 1986.
24. *Дэвис Дж. С.* Статистический анализ данных в геологии. – М.: Недра, 1990.
25. *Замахаяев В.С.* Рациональная методика вскрытия нефтегазовых пластов стреляющими перфораторами. Автореф. дисс. на соиск. уч.степ. к.т.н. – М., 1987.
26. *Запывалов Н.П.* Нефтегазоносность осадочных комплексов юга Сибири. Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. д.г.-м.н. – Новосибирск, 1985.
27. *Захаревич В.В., Леоненко Г.Н.* Эффективность вскрытия перфорацией сложно построенных пластов-коллекторов Западной Сибири / В кн. Техника и методика ПВР. – 1988.
28. *Захаревич В.В., Леоненко Г.Н.* Комплекс параметров, используемых при прогнозировании эффективности вскрытия пластов-коллекторов Западной Сибири / Тр.ИФИНГ. – М., 1988.
29. *Инструкция по вскрытию пластов стреляющими перфораторами в разведочных обсаженных нефтегазовых скважинах* / Сост. В.С.Замахаяев, В.Н.Кончаков. – ВНИПИвзрывгеофизика, 1987.
30. *Иванова М.М., Михайлов Н.Н., Яремийчук Р.С.* Задачи повышения продуктивности скважин // Нефть. хоз-во, 1986. – № 11.
31. *Карнюшина Е.Е., Леоненко Г.Н.* Свойства коллекторов Западной Сибири в зоне катагенеза // Вестн. Моск. ун-та. Сер. "Геология", 1989. – № 5.
32. *Клубова Т.Т.* Глинистые коллекторы нефти и газа. – М.: Недра, 1988.
33. *Кончаков В.Н.* Методика и технология вскрытия пластов стреляющими перфораторами при разведке нефтяных месторождений Западной Сибири. Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. к.т.н. – М., 1990.
34. *Котельников Д.Д., Конюхов А.И.* Глинистые минералы осадочных пород. – М.: Недра, 1986.
35. *Кравченко Т.П.* Строение залежей и состав нефтей юрских отложений Сургутского района (Западная Сибирь). Автореф. дисс.на соиск. уч. степ. к.г.-м.н. – М., 1988.
36. *Кунин Н.Я., Иогансон Л.И.* Геофизическая характеристика и строение земной коры Западной Сибири. – М.: Наука, 1984.
37. *Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П.* Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987.
38. *Кучерук Е.В., Алиева Е.Р.* Рифты в эволюционном ряду осадочных нефтегазоносных бассейнов. В кн. Континентальный и океанический рифтогенез. – М.: Наука, 1985.



39. *Леоненко Г.Н.* Формирование зон коллекторов нефти и газа в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне / Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. д.г.-м.н. – М., 1992.
40. *Леоненко Г.Н.* Основы новых динамических представлений об условиях вскрытия коллекторов стреляющими перфораторами / В сб. Прострелочно-взрывные и импульсные работы в скважинах. – М.: Геоинформмарк, 1993.
41. *Леоненко Г.Н., Соколов Б.А.* Зоны коллекторов нефти и газа и эффективность их вскрытия перфорацией. Обзор. – М.: Геоинформмарк, 1993.
42. *Леоненко Г.Н., Карнюшина Е.Е.* Эффективность вскрытия терригенных коллекторов Западной Сибири в условиях зоны катагенеза / В сб. Проблемы локального прогноза. – Тюмень, 1987.
43. *Леоненко Г.Н., Карнюшина Е.Е.* Закономерности изменения свойств коллекторов в Западной Сибири и эффективность их вскрытия / Тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1988.
44. *Леоненко Г.Н., Кумыкова Л.Н., Мальцева Н.Г.* Влияние параметра трещиноватости и физико-химических условий в пластах на их вскрытие стреляющими перфораторами / В сб. Прострелочно-взрывные и импульсные работы в скважинах. – М.: Геоинформмарк, 1993.
45. *Лоули Д., Максвелл А.* Факторный анализ как статистический метод. – М.: Мир, 1960.
46. *Лурье А.П.* Роль геотермических аномалий месторождений углеводородов для оценки нефтегазоносности. – М.: ВНИИЭгазпром, 1987.
47. *Магара Н.* Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти. – М.: Недра, 1982.
48. *Мальцева А.К., Крылов Н.А.* Формационный анализ в нефтяной геологии. – М.: Недра, 1986.
49. *Методика геофизических исследований поисковых и разведочных скважин на нефть и газ в условиях Западной Сибири.* – Калинин, 1987.
50. *Михайлов Н.Н.* Изменения физических свойств горных пород в околоскважинной зоне. – М.: Недра, 1987.
51. *Муромцев В.С.* Научные основы и методы локального прогнозирования песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. д.г.-м.н. – 1983.
52. *Наливкин В.Д., Сверчков Г.П., Прозорович Г.Э.* О качестве пород-покрышек и их роли в распределении залежей нефти и газа по разрезу / В кн. Современная методика изучения и прогноза покрышек залежей нефти и газа. – М.: МИИСИ, 1981.
53. *Нестеров И.И.* Глубинное строение и структурно-формационные зоны Западной Сибири. – М., Недра, 1986, 231 с.
54. *Нестеров И.И., Штильман В.И.* Теория нефтегазоаккумуляции. – М.: Недра, 1987.
55. *Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири* / И.И.Нестеров, И.Н.Ушатинский, А.Я.Малыхин и др. – М.: Недра, 1987.
56. *Нугманов М.Г.* Литолого-геохимические особенности коллекторов и покрышек в зонах аномально высоких пластовых давлений. Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. к.г.-м.н. – М., 1989.
57. *Нугманов М.Г., Леоненко Г.Н., Захаревич В.В.* Геолого-геохимический прогноз коллекторов Западной Сибири // Сов.геология, 1988. – № 10.
58. *Об изменении свойств нефтяных пластов-коллекторов Западной Сибири с глубиной и особенностях их вскрытия перфорацией* / В.В.Захаревич, Т.Ю.Кутузо-

ва, Г.Н.Леоненко, Г.А.Слущкина // В сб. Новые разработки технических средств и технологий. – М., 1990.

59. *Обосновать* состав и информационные функции куста разведочных скважин (Отчет по теме 243) / Отв. исп. В.С.Замахаев, Г.Н.Леоненко и др. – М.: ВНИТИ-центр, 1993.

60. *Опробовать* на Приобском месторождении методику работы, обеспечивающую сокращение объемов затрат на проведение испытаний скважин в колонне (Отчет по теме 321-87) / Отв. исп. В.С.Замахаев, А.В.Ручкин и др. – М.: ВГФ, 1984.

61. *Определение* характера насыщенности пластов с помощью аппаратуры для гидродинамических исследований на кабеле / А.В.Бубеев, В.Г.Жувагин, В.А.Иссякаев и др. // Геология нефти и газа, 1984. – № 10.

62. *Особенности* строения и формирования сложных коллекторов / Сб.статей под ред. К.И.Багринцева. – М.: ВНИГНИ, 1982.

63. *Оценка* качества первичного вскрытия продуктивных пластов по промышленным и геофизическим данным / В.И.Азаматов, Н.И.Крысин, В.Д.Спасибко и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989.

64. *Петросян Л.Г.* Обоснование повышения эффективности работ при одновременном заканчивании куста взаимодействующих скважин / В сб. Прострелочно-взрывные и импульсные работы в скважинах. – М.: Геоинформмарк, 1991.

65. *Развитие* и совершенствование методов вскрытия пластов, вызова притока и освоения скважин и методов интенсификации притоков (Отчет Главтюменьгеологии) / Отв.исп. Е.Е.Пешков, В.К.Федорцов, В.Н.Нестеров и др. – Тюмень, 1978.

66. *Развитие* и совершенствование методов вскрытия пластов, вызова притока и освоения скважин и методов интенсификации притоков. (Отчет Главтюменьгеологии) / Отв.исп. В.Г.Смирнов, В.К.Федорцов, В.Е.Пешков. – Тюмень, 1975.

67. *Разработать* методические рекомендации по комплексированию гидродинамических и геофизических исследований в открытом стволе и в обсаженной скважине с целью оптимизации испытаний разведочных нефтегазовых скважин (Отчет по теме 265/91) / Отв.исп. В.С.Замахаев, Г.Н.Леоненко и др. – М.: ВГФ, 1992.

68. *Разработка* предложений по геохимическому контролю перфорации на основе изучения состава газов, извлекаемых из пласта в процессе бурения и при перфорации (Отчет по теме XI  $\frac{Д.І.І.}{10(12)}$  96-1/201-83). Отв.исп. А.М.Левит, Г.Н.Леоненко, В.В.Гончаров и др. – М.: ВГФ, 1984.

69. *Рудкевич М.Я.* Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. – М.: Недра, 1988.

70. *Сахибгарев Р.С.* Гидрофобизация песчаников на ранних этапах литогенеза, признаки ее проявления и значение для прогноза коллекторов / В кн. Проблемы регионального и локального прогноза. Минск: БелНИГРИ, 1983.

71. *Семенович В.В.* Нефть и газ России: геологические перспективы / В сб. Нефтегазоносные и угленосные бассейны России. – М.: МГУ, 1996.

72. *Совершенствование* методики определения величины депрессии при вскрытии и освоении терригенных коллекторов (Отчет по теме XI  $\frac{Г.І.8.}{10(11)}$  95-1) / Отв. исп. З.Б.Стефанкевич и др. – М., 1986.

73. *Соколов Б.А.* Эволюционно-динамические критерии нефтегазоносности. – М.: Недра, 1984.

74. Соколов Б.А., Леоненко Г.Н. Эволюционно-динамические критерии формирования коллекторов. Обзор. – М.: Геоинформмарк, 1992.
75. Соколов Б.А. Дискуссионные проблемы современной нефтегазовой литологии // Бюлл. МОИП, 1990. – Т.65. – Вып.3.
76. Теоретически и экспериментально обосновать параметры переменных давлений для восстановления фильтрационных свойств прискважинной зоны при вскрытии и испытаниях разведочных скважин (Отчет по теме XI  $\frac{Г.1.8.}{101}$  16.996-89) /Отв.исп. З.Б.Стефанкевич, Э.А.Скворцова и др. – М.: ВГФ, 1990.
77. Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ (Методическое руководство) / В.В.Лаптев, В.А.Кошляк. – Уфа: ВНИПИпромгеофизика, 1987.
78. Туезова Н.А. Петрофизика осадочных пород чехла нефтегазоносных провинций Сибири. Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. д.г.-м.н. – Новосибирск, 1983.
79. Усманов М.Г. Эффективность каротажа при вскрытии пластов с использованием полимерных растворов // Нефт. хоз-во. – 1986. – № 2.
80. Хаин В.Е., Соколов Б.А. Флюидодинамический анализ – новый этап развития учения о нефтегазоносности осадочных бассейнов / В сб. Флюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов. – М.: Наука, 1989.
81. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982.
82. Холодов В.Н. Формирование коллекторов // Бюлл. МОИП, 1990. – № 1.
83. Холодов В.Н., Дементьева О.Ф., Петрова Р.Н. Проблема формирования вторичной пористости в песчаных коллекторах элизионных бассейнов / В кн.: Коллекторы нефти и газа на больших глубинах. – М.: МИНХ и ГП, 1983.
84. Чернова Л.С. Модели генетических типов терригенных коллекторов нефти и газа / В кн. Породы-коллекторы нефтегазоносных отложений Сибири. – Новосибирск: СНИИГГИМС, 1984.
85. Чистяков В.Б. Закономерности уплотнения глин в связи с нефтегазообразованием и формированием залежей в глинистых коллекторах (на примере майкопа Восточного Предкавказья и баженовской свиты Западной Сибири). Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. к.г.-м.н. – Л., 1988.
86. Шамрай Ю.В., Абдуллин Н.Г., Доронкин К.М. О достоверности гидродинамических параметров по данным опробования продуктивных пластов // Нефтяное хоз-во, 1987. – № 2.
87. Ягафаров А.К. Геолого-геофизические основы технологий интенсификации притоков в нефтегазоразведочных скважинах. Научн. доклад дисс. на соиск. уч. степ. д.г.-м.н. – Тверь, 1994.
88. Яремийчук Р.С., Кочмар Ю.Д. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин. – Львов: Вища школа, 1982.
89. Яценко Г.Г. Опробование и испытание пластов приборами на кабеле для изучения сложных нефтяных и газовых объектов. Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. д.г.-м.н. – Тверь, 1992.

## Оглавление

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> . . . . .	3
<b>Часть 1. КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b> . . . . .	7
<b>Глава 1. СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ     О КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТИ И ГАЗА</b> . . . . .	7
1.1 Состояние изученности . . . . .	7
1.2. Геолого-методические основы вскрытия, опробования коллекторов, оценка их эффективности . . . . .	17
<b>Глава 2. ОБЩИЕ ЧЕРТЫ СТРОЕНИЯ     И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РЕГИОНА</b> . . . . .	28
<b>Глава 3. ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ ЮРСКИХ     И МЕЛОВЫХ РАЗРЕЗОВ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ИХ ВСКРЫТИЯ</b> . . . . .	37
3.1. Состав, строение, изменение качества коллекторов . . . . .	41
3.2. Зоны разуплотнения и уплотнения . . . . .	84
<b>Глава 4. ГЛУБИННАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ</b> . . . . .	112
<b>Глава 5. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ЭВОЛЮЦИИ     И ДИНАМИКИ ФОРМИРОВАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ</b> . . . . .	127
5.1. Обстановки седиментации и их динамическая характеристика . . . . .	127
5.2. Влияние геохимических, гидрогеологических и деструктивных факторов на формирование коллекторских комплексов . . . . .	134
5.3. Преобразование коллекторских толщ при погружении . . . . .	138
5.4. Закономерности формирования зон коллекторов . . . . .	143
<b>Глава 6. СЕДИМЕНТАЦИОННО-ДИНАМИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ     КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, ИХ     ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА</b> . . . . .	147
<b>Часть II. ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ИЗМЕНЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ</b> . . . . .	204
<b>Глава 7. УПЛОТНЕНИЕ И ДИЛАТАНСИЯ ПОРОДЫ</b> . . . . .	204
<b>Глава 8. ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ     ПРИ ФОРМИРОВАНИИ СЕТИ ПЕРФОРАЦИОННЫХ     КАНАЛОВ</b> . . . . .	211
<b>Глава 9. ИНИЦИИРОВАНИЕ В ПЛАСТЕ СЛОЖНЫХ     ФИЗИЧЕСКИХ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ     ФИЛЬТРАЦИЕЙ ФЛЮИДОВ</b> . . . . .	223
<b>Глава 10. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ     НА КАЧЕСТВО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ     МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ</b> . . . . .	226

<b>Часть III. МЕТОДОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ И ИСПЫТАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>	<b>231</b>
Глава 11. БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗНОВИДНОСТИ ИХ КОНСТРУКЦИЙ	231
Глава 12. ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПЛАСТОВ СТРЕЛЯЮЩИМИ ПЕРФОРАТОРАМИ	233
12.1. Классификация объектов, вскрываемых перфорацией	233
12.2. Выбор метода перфорации	235
12.3. Выбор типоразмера перфоратора	237
12.4. Выбор плотности перфорации	242
Глава 13. ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ПРОСТРЕЛОЧНО-ВЗРЫВНЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ	243
13.1. Привязка интервала перфорации к геологическому разрезу	243
13.2. Определение фактического положения интервала перфорации	245
Глава 14. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН	247
<b>Часть IV. ВСКРЫТИЕ И ОПРОБОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ИХ ТЕХНОГЕННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ</b>	<b>250</b>
Глава 15. ВСКРЫТИЕ И ИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ В РАЗЛИЧНЫХ ГЛУБИННЫХ УСЛОВИЯХ	251
15.1. Вскрытие пластов как функция глубинной зональности	251
15.2. Особенности бурения	255
15.3. Вторичное вскрытие пластов	261
15.4. Вызов притоков флюидов	271
15.5. Эффективность вскрытия пластов и вопросы ее прогнозирования	277
15.6. Общие черты вскрытия продуктивных пластов-коллекторов	289
Глава 16. МАСШТАБЫ ТЕХНОГЕННЫХ ПОТЕРЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ И ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН	293
Глава 17. ПРОЦЕССЫ И МЕХАНИЗМЫ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ТЕХНОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	300
17.1. Загрязнение прискважинной области при бурении	300
17.2. Процессы, сопутствующие перфорации и вызову притока	312
17.3. Роль явлений дилатантного разуплотнения	322
Глава 18. РЕГУЛИРОВАНИЕ И КОНТРОЛЬ ИЗМЕНЕНИЙ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ И ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН В ГЛУБИННЫХ ЗОНАХ	329
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	<b>345</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ. Геолого-геофизические, промысловые и гидродинамические данные коллекторов месторождений Западной Сибири</b>	<b>352</b>
<b>ЛИТЕРАТУРА</b>	<b>358</b>