

УДК 622.276.6=161.1=111

ББК 26.325

Л 88

Лысенко В.Д., Грайфер В.И.

Л 88 Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2001. – 562 с.: ил.
ISBN 5-8365-0074-6

В книге основной текст представлен на русском и английском языках. Она посвящена важнейшей в нефтяном деле проблеме – созданию экономически эффективной технологии разработки малопродуктивных нефтяных месторождений. Таких месторождений много, их общие запасы нефти исчисляются миллиардами тонн, но они практически не введены в разработку. Для ввода этих запасов нефти в активную разработку необходимо значительное усиление воздействия на нефтяные пласты при обязательном обеспечении утвержденной нефтеотдачи и сокращения экономических затрат.

Главными средствами достижения поставленной цели могут быть представленные в книге: адаптивная система разработки нефтяных пластов с рассредоточенным избирательным заводнением и индивидуальной контролируемой и управляемой закачкой воды в нагнетательные скважины, обработка нагнетательных скважин химреагентом полисил для значительного увеличения их приемистости и сокращения их числа (доли), пологие и горизонтальные скважины, на многопластовых месторождениях многопластовые скважины, скважины-елки, глубокая перфорация и гидравлический разрыв нефтяных пластов и др.

Для специалистов-нефтяников, инженеров и ученых, непосредственно занятых разработкой нефтяных месторождений, для студентов высших учебных заведений по данной специальности.

ISBN 5-8365-0074-6

© В.Д. Лысенко, В.И. Грайфер, 2001

© Оформление. ООО
“Недра-Бизнесцентр”, 2001

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	6
Глава 1. Инновационная система разработки нефтяных месторождений	9
1.1. Эффективная разработка малопродуктивных нефтяных месторождений.....	9
1.2. Инновационная система разработки малопродуктивных нефтяных месторождений.....	17
1.3. Адаптивная система разработки нефтяных месторождений.....	21
1.4. Об эффективности применения полисила в нагнетательных скважинах.....	29
Глава 2. Выделение эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях	33
2.1. О рациональном объединении пластов в эксплуатационный объект.....	33
2.2. Классификация нефтяных пластов по среднему коэффициенту продуктивности скважин.....	44
2.3. Критерий рациональности объединения нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект.....	51
2.4. Учет прерывистости нефтяных пластов и аварийности скважин при объединении пластов.....	60
2.5. Учет ограниченной долговечности скважин.....	65
2.6. Когда объединение пластов благоприятно во всех отношениях.....	74
2.7. Расчет технологической и экономической эффективности объединения пластов.....	76
2.8. Эффективность объединения нефтяных пластов в эксплуатационный объект на Енорускинском месторождении.....	88
2.9. Возможная утечка нефти за пределы небольшой нефтяной залежи.....	101
2.10. О целесообразности объединения пластов.....	109
Глава 3. Проблемы разработки нефтяных месторождений	117
3.1. Определение технологической эффективности мероприятий.....	117
3.2. Потери из-за промедления.....	142
3.3. О дебите нефтяного пласта низкой продуктивности и высокой зональной неоднородности.....	159
3.4. Определение продуктивности малопродуктивных пластов.....	174
3.5. О применении химического реагента полисил в нагнетательных скважинах.....	187
3.6. Технологическая эффективность изоляции обводненных нефтяных слоев и пластов химическим реагентом.....	193
Глава 4. Расчет разработки нефтяных месторождений	200
4.1. Расчет разработки нефтяных пластов вертикальными и горизонтальными скважинами.....	200
4.2. Последовательное применение вертикальных и горизонтальных скважин.....	228
4.3. Дебит пологих скважин.....	245
4.4. Проектный расчет дебитов скважин.....	251
4.5. Об эффективности скважины-елки.....	259
4.6. Определение эффективности гидравлического разрыва нефтяного пласта.....	266
Заключение.....	285
Список литературы.....	287
Development of low-productive oil deposits.....	289

ПРЕДИСЛОВИЕ

Нефтегазовый комплекс России по праву считается локомотивом экономики страны. Крупный народнохозяйственный эффект снимается в его завершающих переделах – нефтехимии и нефтепереработке. Однако значительные валютные поступления от экспорта нефти и газа выводят на первый план экономики проблемы нефтедобывающего производства. Ситуацию в этом секторе комплекса следует признать как крайне сложную. Нынешний период стал как бы сосредоточением накопившихся в предыдущие годы негативных тенденций, часть из которых является следствием естественных горно-геологических и технологических закономерностей, но большая часть, безусловно, связана с неудовлетворительным руководством этой важной отраслью народного хозяйства.

Эти тенденции раньше всего проявляются в **радикальном изменении структуры запасов нефти**. Уже более 55 % запасов относятся к категории трудноизвлекаемых, требуют разработки новых технологий и оборудования, крупных финансовых и трудовых затрат. Ухудшение качества запасов вызвало снижение **средних дебитов новых скважин**. Только за последние 10–15 лет средние дебиты снизились по разным районам в 2–4 раза. Теперь для создания равных нефтедобывающих мощностей необходимо бурить вместо одной до 4-х скважин. А если учесть, что в период бурного “реформирования” было сокращено более половины буровых бригад, становится понятным снижение возможностей по созданию новых мощностей.

Работа по наращиванию новых, желательно “подвижных”, запасов находится на самом низком уровне. Уже давно мы **“проедаем” запасы**, добывая нефти из них больше, чем приращиваем.

Важно отметить, что эксплуатируемые крупные месторождения, определяющие “лицо” отрасли, находятся в поздней стадии разработки (Ромашкино, Самотлор, Муханово, Мамонтовское, Туймазинское и др.) в связи со значительным исчерпанием запасов. К сожалению, аналогичных месторождений уже давно не открывается, хотя геологические предпосылки для этого, безусловно, имеются.

Что касается “наземного” нефтяного хозяйства, то оно нуждается в серьезной реконструкции и модернизации. Изношенность трубопроводов и промыслового оборудования по различным районам составляет от 50 до 80 %. Надежность оборудования – низкая. Часты аварии, приводящие к серьезным экологическим последствиям. Качество и номенклатура выпускаемых отечественными заводами труб, оборудования и агрегатов не отвечает сложности новых технологических и экономических требований.

Добившись от Госдумы Российской Федерации (РФ) включения в

Закон о Соглашении раздела продукции (СРП) положения о поставках 70 % собственного оборудования на месторождения, разрабатываемые на основе этого Закона, часть наших производителей продукции нефтяного машиностроения упускают из вида необходимость радикального улучшения качества своей продукции.

Отдельно следует сказать о совершенно неудовлетворительном состоянии отраслевой и академической науки, работающей в области геологии и разработки нефтяных месторождений. Даже то, что от нее осталось, разоблено по компаниям, и общей стратегии развития науки и техники по нефти нет. В равной мере это касается и состояния среднетехнического и высшего образования. Уже сегодня ощущается острый недостаток в кадрах для нефтяных предприятий. Уровень оснащения лабораторий и учебных производств в нефтяных вузах не идет ни в какое сравнение с тем, что приходится видеть в ведущих университетах мира.

Ведущие ученые страны, работающие в области топливно-энергетического комплекса (ТЭК), по заданию Министра топлива и энергетики РФ В.И. Калюжного разработали вариант стратегии развития ТЭК, в том числе и нефтедобывающего производства. В целом высоко оценивая значение этой работы, нельзя не обратить внимание на крайне высокие потребные капитальные вложения, масштабы которых на реконструкцию и развитие только нефтедобычи выходят далеко за рамки возможностей страны.

Выход из создавшегося положения специалисты и ученые ОАО РИ-ТЭК (Российская инновационная топливно-энергетическая компания) видят **в возможностях технического прогресса, развитии инновационной деятельности.**

Проведенные расчеты и оценки позволяют утверждать, что использование уже известных и частично освоенных новых технологий и оборудования позволяет примерно наполовину сократить потребные на перспективу инвестиции. Об одном из таких направлений говорится в предлагаемой читателям книге – по принципам минимизации количества скважин на многопластовых месторождениях, что позволяеткратно сократить капитальные вложения на бурение и обустройство при сохранении оптимального уровня добычи нефти. Эти принципы фактически реализуются на месторождениях ОАО РИТЭК, что позволило обеспечить достаточный уровень рентабельности нефтедобывающего производства, тогда как освоение этих месторождений на общепринятых принципах экономических перспектив не имело.

Можно указать на ряд других направлений инновационной деятельности, которые реально откроют для нефтяных предприятий новые фронты работ и позволят в той или иной мере изменить положение в нефтедобыче к лучшему.

В первую очередь имеются в виду работы по оптимизации разработки месторождений и повышению нефтеотдачи пластов. Значение этого направления трудно переоценить, поскольку оно позволяет развернуть широкомасштабные работы на действующих месторождениях с имеющимися обустройством, инфраструктурой и трудовым коллективом.

Хотелось бы, естественно, предостеречь от упрощенчества в решении этой проблемы, что зачастую сегодня имеет место, когда уже каждый знает, что в недрах остается много нефти, и недоумевает, куда только эти простаки-нефтяники смотрят.

Подход к решению этой проблемы требует серьезного пересмотра сложившихся норм и правил, так называемых “основополагающих” принципов и технологических регламентов. Предстоит обеспечить серьезное развитие промысловой геофизики, создание геологических моделей месторождений, оперативных компьютерных систем управления разработкой, использование новых и новейших технологий воздействия на пласт и призабойную зону скважин, совершенствование технологии вскрытия нефтяного пласта (включая разработку и производство забойного оборудования, позволяющего вести эксплуатацию многопластовых залежей). Одним из основополагающих принципов этой программы должно стать создание **архива новых технологий**, в который вошли бы все достижения отечественной и мировой науки и техники с определенным механизмом доступа к этим материалам, защищающим интересы авторов – патентообладателей.

Особый разговор – проблемы нефтяного машиностроения. Недостатки в этой области практически свели на нет достижения нашей научной мысли в области передовых технологий. Примером может явиться технология гидравлического разрыва пласта (ГРП), разработанная в России. Еще в 50-х годах мы начали применение этого высокоэффективного метода. Однако оборудование для ГРП так и не было создано, и вот теперь покупается зарубежный “флот” ГРП или тратятся огромные деньги за сервис зарубежных компаний.

Такова же судьба горизонтального бурения, где мы потеряли идею вместе с автором; газлифта, предложенного еще в прошлом веке инженером Шуховым; турбинных двигателей и др. Горько и обидно все это перечислять. Радует, что есть обнадеживающие ростки – новые высокотехнологичные машиностроительные заводы нефтяного профиля появились в Ижевске, Буланаше, Октябрьском (Республика Башкортостан).

Надеемся, что представляемая на суд ученых и инженеров-нефтяников книга хотя бы в небольшой степени послужит делу развития нашей отрасли.

ИННОВАЦИОННАЯ СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1. ЭФФЕКТИВНАЯ РАЗРАБОТКА МАЛОПРОДУКТИВНЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В России имеются миллиарды тонн трудноизвлекаемых запасов нефти, уже разведанных, но еще не введенных в промышленную разработку. Главный признак трудноизвлекаемых запасов нефти – экономическая неэффективность их извлечения при применяемой привычной стандартной технологии. Другой существенный признак – скважины, пробуренные на такие нефтяные пласты, обладают крайне низкими коэффициентами продуктивности.

Все известные нефтяные пласты можно классифицировать – разделить на восемь классов по среднему коэффициенту продуктивности скважин: первый класс – нефтяные пласты гипервысокой продуктивности – средний коэффициент продуктивности по нефти более 100 т/(сут·ат); второй класс – нефтяные пласты ультравысокой продуктивности – средний коэффициент продуктивности по нефти от 30 до 100 т/(сут·ат), примерами таких пластов были основные пласты Самотлорского месторождения, с которых начиналась разработка месторождения; третий класс – нефтяные пласты высокой продуктивности – средний коэффициент продуктивности скважины по нефти от 10 до 30 т/(сут·ат), примером такого пласта был девонский горизонт известного Бавлинского месторождения; четвертый класс – нефтяные пласты повышенной продуктивности – средний коэффициент продуктивности скважины от 3 до 10 т/(сут·ат), примером такого пласта был девонский горизонт на центральных площадях и лучших участках некоторых других площадей Ромашкинского месторождения; следующий, пятый класс – нефтяные пласты средней продуктивности, у которых средний коэффициент продуктивности скважины по нефти от 1 до 3 т/(сут·ат), такие пласты были на остальных

площадах Ромашкинского месторождения, на многих давно разрабатываемых не лучших нефтяных месторождениях Западной Сибири; шестой класс – нефтяные пласты пониженной продуктивности – средний коэффициент продуктивности скважины от 0,3 до 1 т/(сут·ат), такие пласты были и есть на разрабатываемых малопродуктивных нефтяных месторождениях Западной Сибири и Татарстана; седьмой класс – нефтяные пласты низкой продуктивности – средний коэффициент продуктивности скважины по нефти от 0,1 до 0,3 т/(сут·ат), в большинстве своем такие пласты пока не разрабатываются; восьмой класс – нефтяные пласты ультранизкой продуктивности – средний коэффициент продуктивности скважины по нефти менее 0,1 т/(сут·ат), такие нефтяные пласты пока, за небольшим исключением, не разрабатываются.

Пласты 7-го и 8-го класса – низкой и ультранизкой продуктивности – по своей продуктивности хуже основных пластов Самотлорского месторождения в 100–1000 раз, хуже девонского горизонта Ромашкинского месторождения в 10–100 раз.

Другие существенные признаки трудноизвлекаемых запасов нефти:

1. Высокая зональная неоднородность по проницаемости и прерывистость нефтяных пластов. Большое отличие общей толщины от эффективной толщины – уменьшенная и малая доля эффективной проницаемой нефтяной толщины в общей толщине, многослойность – наличие многих проницаемых слоев и их разделяющих непроницаемых прослоев.

Такая многослойность нефтяных пластов при значительной доле неэффективной толщины в их общей толщине резко уменьшает эффективность горизонтальных скважин и закачки теплоносителя в нагнетательные скважины.

2. Высокая расчетная послойная неоднородность, которая учитывает послойную неоднородность по проницаемости всех нефтяных пластов, объединяемых в один общий эксплуатационный объект, и геометрическую неоднородность (неравномерность) движения вытесняющей воды в пределах отдельного однородного слоя, обусловленную геометрией сетки скважин, схемой взаимного расположения добывающих и нагнетательных и точностью (малостью) самих скважин по сравнению с размерами эксплуатируемых нефтяных площадей. При объединении нефтяных пластов в эксплуатационный объект из-за их различия по удельной продуктивности на единицу эффективной толщины общая неравномерность вытеснения нефти закачиваемой водой увеличивается, соответственно уменьшается средняя доля в суммарном отборе жидкости.

Объединение пластов оправдано, если при этом произведение начального максимального (амплитудного) дебита нефти и средней доли нефти в суммарном отборе жидкости увеличивается. Значит, при неизменном среднем числе скважин, как для одного пласта, при условии извлечения утвержденных извлекаемых запасов всех объединяемых пластов их объединение не только значительно увеличивает начальный максимальный (амплитудный) дебит нефти, но также увеличивает средней дебит нефти.

3. Пониженная и низкая начальная нефтенасыщенность пластов, из-за чего при заводнении бывает низкий коэффициент вытеснения нефти водой и еще более низкий коэффициент нефтеотдачи пластов, представляющий собой произведение коэффициента вытеснения нефти водой в микрообъеме пласта и коэффициента охвата пластов вытеснением.

4. Малые размеры чисто нефтяных площадей и участков – сложность определения их границ, риск разместить и пробурить проектные скважины за пределами этих границ.

Это могут быть водонефтяные пласты – нефть в виде островов в море воды; нефть находится в куполах и бывает защищена снизу от воды непроницаемыми прослоями и непродуктивными пластами.

Это могут быть газонефтяные пласты, где нефть находится в пониженных зонах. Нефть может быть защищена сверху от газа и снизу от воды непроницаемыми прослоями и пластами.

Эффективная разработка возможна только защищенной нефти, имеющей естественную природную защиту в виде непроницаемой породы сверху от газа и снизу от воды.

5. Близость давления насыщения нефти газом к начальному пластовому давлению плюс заметное или даже значительное содержание в нефти твердых компонентов – асфальтенов, смол и парафинов. Ограниченность депрессии на нефтяные пласты при снижении забойного давления добывающих скважин только до давления насыщения и опасность значительного снижения коэффициента продуктивности по нефти при снижении забойного давления ниже давления насыщения – снижения в 2, 3 и даже в 10 раз. После начала обводнения скважины такое снижение продуктивности по нефти равносильно значительному увеличению вязкости нефти со всеми следующими отсюда отрицательными последствиями.

Большой бедой может обернуться высокое газосодержание нефти и низкое забойное давление фонтанирования, намного более низкое, чем давление насыщения. Тогда при отсутствии постоянного контроля и жесткого регулирования (рацио-

нального повышения с помощью штуцера устьевого и забойного давления фонтанирования) происходит самопроизвольное снижение забойного давления ниже давления насыщения и соответственно резкое падение коэффициента продуктивности и дебита нефти.

6. Высокая вязкость нефти, в десятки и сотни раз превосходящая вязкость воды.

При невысокой проницаемости и невысокой эффективной толщине нефтяных пластов их ультранизкая продуктивность образуется из-за высокой вязкости нефти. А при высокой вязкости нефти возникает высокое соотношение подвижностей вытесняющей воды и нефти. Поэтому после прорыва вытесняющей воды в добывающие скважины по небольшой части нефтяных пластов (по наиболее проницаемым слоям и линиям тока) происходит быстрый рост обводненности отбираемой жидкости, быстрое снижение дебита нефти и процесс разработки завершается невысокой нефтеотдачей пластов, близкой к безводной нефтеотдаче и примерно равной 10–20 %.

Для таких нефтяных пластов с трудноизвлекаемыми запасами нефти и ультранизкой продуктивностью РИТЭКом была запроектирована и уже осуществляется инновационная система разработки, включающая такие компоненты:

1. *Рациональная максимальная депрессия на нефтяные пласты в добывающих скважинах.* При этом забойное давление приближается к давлению насыщения нефти газом, пластовое давление по возможности повышается выше первоначального уровня, но так, чтобы добывающие скважины экранировали воздействие внутриконтурной закачки воды, чтобы на линии крайних периферийных добывающих скважин пластовое давление было равно первоначальному законтурному и не возникала опасность оттока и потери части запасов нефти во внешней водоносной области. Это – контролируемое и управляемое повышение пластового давления.

Рациональная максимальная репрессия на нефтяные пласты в нагнетательных скважинах. При этом забойное давление максимально возможно повышается, но остается ниже давления гидроразрыва пласта. Такое высокое забойное давление нагнетания при постоянной закачке и периодической циклической закачке обеспечивает объем закачиваемой воды, строго соответствующий объему отбираемой жидкости. Но создание рациональной максимальной депрессии и рациональной максимальной репрессии – непростое дело, требующее определенных технических решений и специального оборудования. Все необходимое для этого имеется у РИТЭКа.

2. На новых вводимых в разработку нефтяных месторождениях применяется адаптивная система разработки, позволяющая сочетать промышленный процесс добычи нефти и закачки воды с доразведкой геологического строения нефтяных пластов.

Адаптивная система позволяет оперативно на основе информации, полученной при бурении и исследовании скважин, изменять и совершенствовать сетку разбуривания скважин и схему размещения добывающих и нагнетательных, переходить от расчетного площадного заводнения к избирательному заводнению.

Установленная по технологическим и экономическим расчетам сетка скважин рациональной плотности, которая может быть любой, формируется из квадратных сеток стандартного дихотомического ряда. Этот ряд квадратных сеток образуется путем удвоения площади на скважину и включает плотности: 1, 2, 4, 8, 16, 32, 64, 128 и 256 га/скв. Если по расчетам получается, что рациональная плотность сетки скважин равна 25 га/скв., то такую сетку составляют из двух сеток 32 и 16 га/скв., причем 32 га/скв. будет на 72 % нефтяной площади с пониженной эффективной толщиной нефтяных пластов, а 16 га/скв. будет на остальных 28 % нефтяной площади с повышенной эффективной толщиной нефтяных пластов; и начинать можно будет с плотности 32 га/скв., при необходимости без промедления сгущая до 16 га/скв. Разбуривание нефтяной площади осуществляется по направлению от известного к неизвестному: от центра к периферии сначала по плотности 256 и 128 г/скв. (это будет плотность кустов – плотность первых вертикальных скважин кустов при кустовом бурении скважин), затем при подтверждении эффективной нефтяной толщины пластов сгущается до плотности 64, 32 и 16 га/скв. При расчетной рациональной плотности сетки скважин 25 га/скв. ближайшая более густая сетка стандартного дихотомического ряда 16 га/скв. является базовой; все проектные скважины рассматриваемого объекта могут размещаться только в точках базовой сетки.

При выделении двух и более эксплуатационных объектов по каждому из них определяется базовая сетка и эти сетки так смещаются относительно друг друга, чтобы все вместе по месторождению образовали максимально возможно равномерную общую сетку.

При такой общей сетке те скважины, которые оказались ненужными на своих проектных эксплуатационных объектах (например, попали в зоны неколлектора), переводятся на дру-

гие эксплуатационные объекты и там оказываются полноценными скважинами.

При адаптивной системе разработки довольно просто осуществляется разделение одной сетки на несколько более редких самостоятельных сеток и, наоборот, объединение нескольких сеток в одну более густую; разделение эксплуатационного объекта на несколько эксплуатационных объектов и, наоборот, объединение нескольких эксплуатационных объектов в один эксплуатационный объект.

3. Рациональное объединение нефтяных пластов низкой и ультранизкой продуктивности в один общий эксплуатационный объект увеличивает не только амплитудный (начальный максимальный) дебит нефти, но и средний дебит нефти добывающей скважины за время добычи утвержденных извлекаемых запасов. Без такого объединения пласты ультранизкой продуктивности вообще нельзя вводить в разработку. При всех налоговых льготах, принятых правительством Татарстана, при амплитудном дебите нефти добывающей скважины менее 9 т/сут экономически убыточно разбуривать и вводить в разработку нефтяные пласты, тогда как амплитудный дебит добывающей скважины по пластам ультранизкой продуктивности менее 6 т/сут. Вопрос стоит так: либо объединять и разрабатывать, либо не объединять и не разрабатывать.

Отвлекаясь от проблемы экономической нерентабельности, рассмотрим, в чем преимущество раздельной разработки нефтяных пластов самостоятельными сетками добывающих и нагнетательных скважин. Говорят, в простоте контроля – сразу видно: где и сколько отбирают нефти, куда и сколько закачивают воды. Но пласты обладают зональной и послойной неоднородностью по проницаемости, состоят из многих проницаемых слоев и непроницаемых прослоев; и поэтому не получается простота контроля. Говорят, на основе контроля можно управлять процессом разработки нефтяных пластов: по каким-то отдельным добывающим скважинам можно уменьшать депрессию на нефтяные пласты по сравнению с максимально возможной, а по каким-то отдельным нагнетательным скважинам можно уменьшать репрессию на нефтяные пласты по сравнению с максимально возможной. Но ведь рассматриваемые нефтяные пласты обладают ультранизкой продуктивностью, и самые лучшие скважины, проведенные на эти пласты, являются малодебитными, в лучшем случае – среднедебитными и тогда дают дебит нефти за многие другие пробуренные скважины! По отдельным пластам из-за их прерывистости часть скважин попадает в зоны неколлектора (зоны непродуктивной породы)

и вообще ничего не дает; из-за высокой зональной неоднородности пластов часть скважин попадает в зоны такой низкой продуктивности и дает такой низкий дебит нефти, что даже эксплуатировать и осуществлять текущие экономические затраты оказывается экономически неэффективно.

Как известно, чтобы управлять процессом, надо иметь некоторый резерв производительности; тогда, чтобы управлять работой скважины – уменьшать или увеличивать их производительность, надо иметь некоторый резерв производительности, значит, проектная производительность должна быть заметно ниже максимально возможной производительности. Но такого резерва нет! Таким образом, получается, что выделение пластов ультранизкой продуктивности в отдельные эксплуатационные объекты не дает каких-либо дополнительных технологических возможностей и преимуществ.

При объединении нескольких подобных нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект по добывающим скважинам одинаково на все пласты будут применяться рациональные максимальные депрессии, а по нагнетательным скважинам – рациональные максимальные репрессии. В начальный период разработки совместная разработка нефтяных пластов должна быть не хуже, а лучше раздельной. В скважинах пласты будут работать в соответствии со своей природной зональной неоднородностью и прерывистостью: сколько по площади распространения пластов имеется менее продуктивных зон и зон неколлектора, столько по скважинам в пределах эксплуатационного объекта будет слабо работающих и неработающих пластов.

При объединении пластов в один общий эксплуатационный объект серьезными становятся вопросы их включения в работу и исключения из работы.

Для включения всех пластов в полноценную работу предусмотрено бурение скважин в пределах продуктивных пластов на равновесии и депрессии; а после спуска эксплуатационной колонны и цементирования заколонного пространства – осуществление интенсивной глубокой перфорации с глубиной перфорационных каналов 50–100 см, пронизывающих засоренную при бурении и цементировании прискважинную зону.

Для исключения в скважинах отдельных нефтяных слоев и пластов можно применять плаstopерекрыватели, которые вдавливают в эксплуатационные колонны, не уменьшая их внутренний диаметр, благодаря чему в одной и той же скважине их можно применять многократно против разных слоев и пластов.

Чтобы эффективно выключать слои и пласты, надо знать их работу и текущее состояние.

Чтобы по скважинам по нефтяным слоям и пластам регулярно контролировать дебит нефти, дебит жидкости и обводненность, в них надо спускать глубинные приборы (прежде всего глубинные расходомеры), обладающие необходимой высокой чувствительностью и точностью.

4. Обязательное осуществление искусственного поддержания и повышения пластового давления путем внутриконтурного рассредоточенного (площадного и избирательного) заводнения и приконтурного избирательного заводнения. Осуществление плунжерными насосами Уитли-Урал индивидуальной закачки воды в нагнетательные скважины с необходимым высоким давлением нагнетания (но ниже давления гидроразрыва пласта) и производительностью, соответствующей производительности (отбору жидкости) окружающих добывающих скважин. При наличии резерва производительности нагнетательных скважин закачка воды осуществляется циклически с целью уменьшения неравномерности вытеснения нефти водой – с целью уменьшения отрицательного влияния послойной неоднородности нефтяных пластов по проницаемости на процесс их обводнения и конечную нефтеотдачу пластов.

На нефтяных пластах низкой и ультранизкой продуктивности, но содержащих маловязкую нефть, с целью увеличения коэффициентов приемистости и уменьшения числа нагнетательных скважин в два и более раза в нагнетательные скважины закачивается химический реагент полисил по патенту РИТЭКа.

По нефтяным пластам низкой и ультранизкой продуктивности, содержащим маловязкую нефть, но обладающим пониженной начальной нефтенасыщенностью и соответственно низкой нефтеотдачей при заводнении, с целью резкого увеличения нефтеотдачи и значительного увеличения углеводородоотдачи целесообразно проектировать газовое заводнение, при котором вслед за широкой оторочкой газа закачивается вода и осуществляется чередование закачки газа и воды. При газовом заводнении в периоды закачки газа может значительно увеличиваться текущая добыча нефти. Но для осуществления газового заводнения необходимы природный газ с природным достаточно высоким пластовым давлением, тогда не надо устанавливать громоздкие многоступенчатые компрессоры; поэтому поблизости необходимо иметь глубоко залегающие газоносные пласты с достаточными запасами газа.

По нефтяным пластам ультранизкой продуктивности, со-

державшим высоковязкую нефть, с официально утвержденной низкой или невысокой нефтеотдачей 10÷20 %, с целью значительного увеличения нефтеотдачи до 30 % и выше запроектировано применение циклической закачки воды, а после прорыва воды в окружающие добывающие скважины – осуществление в нагнетательные скважины-обводнительницы чередующейся закачки воды и небольшой части (около 5 %) добытой высоковязкой нефти. Это не только увеличит конечную нефтеотдачу пластов, но и текущую добычу нефти.

Представленные здесь технологии увеличения нефтеотдачи пластов защищены патентами.

С.О., Ю.О.

В России уже разведаны огромные запасы нефти в пластах низкой и ультранизкой продуктивности. Эти запасы нефти в основном пока не введены в промышленную разработку. При обычной стандартной технологии разработка этих запасов нефти экономически нерентабельна.

Но РИТЭКом уже обоснована инновационная система разработки, позволяющая такие запасы нефти разрабатывать экономически эффективно. Эта инновационная система уже запроектирована и осуществляется на нефтяных месторождениях РИТЭКа; она защищена многими патентами Российской Федерации.

1.2. ИННОВАЦИОННАЯ СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ МАЛОПРОДУКТИВНЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Эта система имеет следующие звенья:

1. Рациональное объединение нефтяных пластов в общий эксплуатационный объект, что повышает экономическую рентабельность добычи нефти, резко уменьшает капитальные затраты на разработку месторождения, увеличивает разбуриваемую нефтяную площадь и вовлекаемые в разработку геологические запасы нефти.

Благодаря этому становится экономически рентабельно вовлекать в разработку малопродуктивные многопластовые месторождения высоковязкой нефти.

Потенциально возможный эффект на месторождениях АО РИТЭК: увеличение дебита скважин в 2–3 раза, увеличение площади разбуривания нефтяных пластов в 1,2–1,5 раза.

2. Применение адаптивной системы разработки нефтяных месторождений, включающей использование равномерной квадратной сетки размещения скважин стандартного дихотомического ряда квадратных сеток и обращенной 9-точечной схемы площадного заводнения, позволяющей оперативно сгущать и разрежать сетку скважин и видоизменять систему заводнения, с учетом информации, полученной при бурении и исследовании скважин, реализовывать принцип избирательности и от равномерного площадного заводнения переходить к приконтурному избирательному и избирательному заводнению.

Адаптивная система – наиболее подходящая в условиях дефицита информации и для учета поступающей информации. Избирательная адаптивная система позволяет сочетать промышленную разработку и доразведку нефтяных пластов.

Потенциально возможный эффект: уменьшение доли неэффективных скважин на 50 % и ускорение ввода нефтяного месторождения в промышленную разработку на 1–2 года.

3. Применение плунжерных насосов Уитли-Урал, расположенных на кустах скважин рядом с нагнетательными скважинами, для осуществления индивидуальной закачки воды в соответствии с дебитами нефти окружающих добывающих скважин. Применение повышенного давления нагнетания, близкого к давлению гидроразрыва пласта, для достижения контролируемого повышения пластового давления выше первоначальной величины, увеличения дебита нефти и осуществления циклического заводнения.

Потенциально возможный эффект: реализация режима поддержания пластового давления вместо режима истощения пластовой энергии, что резко увеличивает нефтеотдачу пластов; за счет повышенного пластового давления – дополнительное увеличение дебита скважины в 1,2 раза, за счет циклики – повышение нефтеотдачи пластов в 1,2 раза.

4. После начала обводнения окружающих добывающих скважин перевод нагнетательных скважин с циклической закачки воды на чередующуюся закачку воды и небольшой части (5 %) добытой высоковязкой нефти.

Потенциально возможный эффект: резкое уменьшение холостой прокачки воды, увеличение текущих дебитов нефти обводняющихся скважин и дополнительное увеличение нефтеотдачи пластов в 1,5–2 раза.

5. Бурение скважин на равновесии и депрессии износоустойчивыми долотами на качественном буровом растворе с целью сохранения естественных коллекторских свойств призабойных зон нефтяных пластов.

В настоящее время начали применять систему Корал. Применение системы Корал исключает цементирование нефтяных пластов и засорение их при цементировании, позволяет путем включения и выключения регулировать разработку нефтяных пластов, позволяет определять их индивидуальные дебиты нефти, обводненности, забойные и пластовые давления и индивидуально выключать из работы.

При применении системы Корал осуществляется своя специальная конструкция скважины, и поэтому нет необходимости в глубокой перфорации нефтяных пластов.

Потенциально возможный эффект: исключение снижения природной продуктивности пластов в 1,2–1,5 раза.

6. Применение на всех скважинах 6-дюймовых эксплуатационных колонн, что повышает долговечность скважин и надежность системы разработки, существенно повышает нефтеотдачу пластов. В случае многократной потери герметичности в скважину можно спустить и зацементировать 4-дюймовую эксплуатационную колонну и продолжать успешную эксплуатацию. Отказ от 5-дюймовых и применение 6-дюймовых эксплуатационных колонн увеличивает капитальные затраты примерно на 2 %, что сразу же компенсирует увеличение дебита нефти более чем на 2 %.

Потенциально возможный эффект: увеличение долговечности скважин в 2 раза, увеличение надежности системы разработки и исключение снижения извлекаемых запасов нефти в 1,2–1,5 раза.

7. Применение глубокой перфорации последовательно сразу всех нефтяных пластов с глубиной перфорационных каналов 50–100 см с целью ускорения и повышения эффективности освоения нефтяных пластов.

Потенциально возможный эффект: дополнительное увеличение дебита скважин в 1,2 раза.

8. Освоение скважин имеющимися на вооружение АО РИ-ТЭК современными свабми и эжекторными насосами.

Потенциально возможный эффект: исключение снижения природной продуктивности пластов в 1,2 раза.

9. Промывка скважин дистиллятом и применение стационарного электропрогрева нефтяных пластов с целью удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, прогрева ближайшей призабойной зоны нефтяных пластов и повышение производительности скважин.

Потенциально возможный эффект: дополнительное увеличение дебита скважин в 1,2 раза.

10. Постоянный регулярный контроль за работой добываю-

щих скважин – за их дебитом нефти, обводненностью, забойным и пластовым давлением с целью оптимизации режима работ глубинных насосов.

Во время ежегодных профилактических ремонтов скважин – определение чувствительным глубинным расходомером индивидуальных дебитов нефтяных пластов и их участия в общем дебите, также определение обводнения слоев и пластов.

Потенциально возможный эффект: дополнительное увеличение дебита скважин в 1,2 раза.

11. Применение пластоперекрывателей для защиты пробуренных нефтяных пластов от засорения и для изоляции обводненных обособленных нефтяных слоев и пластов.

Потенциально возможный эффект: уменьшение отбора попутной воды в 1,5 раза.

12. Поддержание забойного давления добывающих скважин на уровне давления насыщения нефти газом.

Потенциально возможный эффект: исключение снижения продуктивности нефтяных пластов в 1,2–1,5 раза.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ИННОВАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ СПЕЦИАЛЬНО ДЛЯ МАЛОПРОДУКТИВНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МАЛОВЯЗКОЙ НЕФТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Создание на устье нагнетательных скважин с помощью плунжерных насосов давления 250–350 ат; потенциально возможный эффект: увеличение разности забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин в 1,3–1,5 раза, увеличение дебита нефти в 1,3–1,5 раза;

применение химического реагента полисил; потенциально возможный эффект: увеличение коэффициента приемистости нагнетательных скважин в 2 раза, использование сэкономленных нагнетательных скважин в качестве добывающих, увеличение общего дебита нефти в 1,3 раза.

осуществление технологии эксплуатации добывающих скважин, предотвращающей образование нефтегидратов и преждевременный выход скважин из строя и выпадение извлекаемых запасов нефти из разработки; эта технология включает в себя различные технические и химические средства, в том числе периодический электронагрев насосно-компрессорных труб.

В арсенале инновационных методов РИТЭК имеются:

применение газового заводнения, т.е. заводнения с газовыми оторочками рациональных размеров; потенциально возможный эффект: увеличение дебитов нефти и нефтеотдачи пластов в

1,3–1,5 раза, особенно в Западной Сибири по пластам пониженной нефтенасыщенности;

применение скважин-елок, т.е. дополнение вертикальных скважин горизонтальными каналами (ветвями) длиной 20–50 м; потенциально возможный эффект: увеличение дебита нефти в 2–3 раза.

Представленная здесь инновационная система разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, предложенная АО РИТЭК, предусматривает всестороннюю оптимизацию процесса добычи нефти. Эта система постоянно совершенствуется с учетом достижений науки и техники и практически осуществляется на нефтяных месторождениях АО РИТЭК в Татарстане и Западной Сибири.

1.3. АДАПТИВНАЯ СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Процесс разработки нефтяного месторождения можно характеризовать немногими параметрами: прежде всего продуктивностью (амплитудным дебитом на проектную скважину, средним коэффициентом продуктивности скважины), затем емкостью (объемом геологических запасов нефти, а при известном вытесняющем агенте – закачиваемой воде объемом геологических запасов, умноженным на коэффициент вытеснения нефти водой) и неоднородностью (зональной и послойной неоднородностью по проницаемости и скорости вытеснения нефти водой и прерывистостью).

Полнота извлечения запасов нефти и вынужденный отбор вместе с нефтью больших объемов попутной воды прямо связаны с неоднородностью. А неоднородность (неравномерность) бывает созданная природой и созданная человеком. Последняя бывает обусловлена точечностью расположения источников и стоков – нагнетательных и добывающих скважин и неравномерностью сетки скважин. В широко применяемой нашей методике проектирования разработки нефтяных месторождений численные значения неоднородности (неравномерности) легко пересчитываются в потери извлекаемых запасов нефти и снижения среднего дебита нефти на скважину. Здесь хотелось бы обратить внимание на то, что человеческий фактор при разработке нефтяных месторождений может быть и нередко бывает сильнее и опаснее природного фактора. Искусственно созданная человеком неоднородность (неравномерность) может быть больше природной неоднородности. Эта дополнительная

неоднородность (неравномерность) образуется: из-за проектирования не лучшей сетки размещения скважин, просто неравномерной или первоначально равномерной, но не обладающей устойчивой во времени равномерностью; из-за некачественного бурения и освоения скважин, когда фактическое расположение забоев скважин хаотическим образом значительно отклоняется от проектного расположения на 50 м и более (при расстоянии между соседними скважинами 300–400 м), когда часть нефтяных слоев оказывается неосвоенной и не введенной в разработку, и по этим слоям произошло хаотическое разрежение сетки скважин, худшее из возможных разрежений; из-за ограниченной долговечности скважин, хаотического их выхода из строя и выпадения из разработки их еще неотобранных извлекаемых запасов нефти; из-за отсутствия удовлетворительного по точности контроля за работой скважин (за их закачкой воды, за их дебитом жидкости, обводненностью, дебитом нефти и забойным давлением), позволяющего по каждой скважине в отдельности принимать инженерные решения, в частности, при достижении предельной обводненности жидкости добывающие скважины порознь выключать из работы. Последнее обстоятельство является очень серьезным. Оно приводит к объединению больших групп разнородных скважин, работающих на общие сборные резервуары, в укрупненные скважины с колоссально возросшей неравномерностью вытеснения нефти водой, значительным увеличением отбора попутной воды и снижением нефтеотдачи пластов. По нашему представлению, именно последнее обстоятельство является главной причиной недостижения утвержденной нефтеотдачи пластов даже в относительно благополучных нефтедобывающих районах.

Адаптивная система разработки нефтяных месторождений — это средство против возникновения дополнительной неоднородности (неравномерности); правда, средство не абсолютное, а частичное, не компенсирующее некачественное бурение скважин и отсутствие индивидуального удовлетворительного по точности контроля за их дебитами нефти.

Адаптивная система разработки нефтяных месторождений возникла из опыта проектирования и осуществления разработки месторождений Татарии (прежде всего залежи бобриковского горизонта Бавлинского месторождения), Западной Сибири (28 наименее разведанных и наименее продуктивных месторождений Тюменской и Томской областей), Казахстана (многопластовых месторождений Каламкас, Кумколь, Акшабулак) и Алжира (крупнейшего месторождения Хасси-Массауд) и наблюдения применяемых сеток скважин на месторождениях

в США. Адаптивная система – это приспособляемая система, которую легче всего приспособить (адаптировать) к открывшейся после бурения новых скважин новой картине геологического строения нефтяных пластов. Многолетний опыт показывает, что адаптивную систему разработки целесообразно применять не только на слабаразведанных и малопродуктивных, но и на удовлетворительно разведанных высокопродуктивных крупных и крупнейших нефтяных месторождениях и многопластовых месторождениях. Это связано с практикой применения очень редких сеток разведочных скважин и довольно редких сеток разработческих скважин, а также с часто наблюдаемой высокой зональной неоднородностью по продуктивности и прерывистостью нефтяных пластов.

Обычный порядок выбора системы и порядка разработки нефтяного месторождения включает следующие этапы:

1. Выбор геометрии сетки скважин.

Если отсутствует или пока остается неустановленной анизотропия коллекторских свойств нефтяных пластов по площади их распространения, то лучше всего применять равномерную сетку скважин. Таковыми являются треугольная и квадратная. А если по редко расположенным разведочным скважинам геологическое строение пластов установлено неточно и при эксплуатационном разбуривании желательна корректировка сетки скважин, то первоначальная сетка нужна равномерная квадратная, которую проще всего разрезать и сгущать в 2–4 раза. Квадратная сетка – наиболее устойчивая во времени равномерная сетка.

2. Выбор схемы заводнения и соотношения добывающих и нагнетательных скважин.

По формуле функции относительной производительности скважины видно, что желательно все добывающие скважины разместить на первых орбитах относительно нагнетательных скважин (и все нагнетательные – на первых орбитах относительно добывающих):

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{x_n \cdot \mu_*} + \frac{1}{x_3 \cdot m_1}} \frac{1}{1+m}, \quad m \rightarrow m_1,$$

где φ – функция относительной производительности скважины (вместе нагнетательные и добывающие); x_n и x_3 – относительные коэффициенты продуктивности (в долях среднего коэффициента продуктивности) скважины, выбранной под нагнетание воды, и скважины, оставленной добывающей; μ_* – соотно-

шение подвижностей вытесняющей воды и нефти в пластовых условиях; m_1 – среднее число добывающих скважин на первой орбите нагнетательной скважины; m – среднее число добывающих скважин, приходящихся на одну нагнетательную скважину. При стремлении m к m_1 функция относительной производительности скважины φ возрастает; максимум этой функции бывает при вполне определенном соотношении добывающих и нагнетательных скважин

$$\varphi = \max \text{ при } m = \frac{x_n}{x_3} \sqrt{\mu_*}.$$

3. Выделение эксплуатационных объектов.

Рациональное выделение эксплуатационных объектов (разделение нефтяных пластов на объекты) можно сделать в соответствии со следующим технологическим критерием, который предусматривает получение максимума среднего дебита нефти на проектную скважину за время достижения заданной нефтеотдачи пластов:

$$q_0^1 \frac{K_3}{F_2} = \max,$$

где q_0^1 – амплитудный (начальный максимальный) дебит нефти на одну проектную скважину; K_3 и F_2 – начальные извлекаемые запасы нефти и жидкости в долях подвижных запасов нефти.

4. Определение рациональной плотности проектной сетки скважин

В недавнем прошлом рациональная плотность проектной сетки скважин определялась по условию достижения максимума народнохозяйственного экономического эффекта. Рациональная нефтяная площадь на скважину S_p^1 получалась при достижении максимума экономического эффекта $\Theta = \max$. Теперь вместо народнохозяйственной экономической эффективности определяется экономическая эффективность для нефтедобывающего предприятия на месте добычи нефти. При этом вместо цены нефти на мировом рынке берется цена нефти на месте ее добычи за вычетом всех налогов.

5. Выбор направления разбуривания и создания системы разработки месторождения.

Рациональное направление от центра месторождения к его периферии – от более известного более продуктивного и более надежного к менее известному менее продуктивному и менее

надежному. В процессе бурения проектных разработческих скважин осуществляется доразведка геологического строения нефтяных пластов. Поэтому сетка скважин, сначала в 2–4 раза более редкая, постепенно сгущается до проектной плотности.

Приведенному порядку выбора системы разработки нефтяного месторождения вполне соответствует адаптивная система, но у нее есть свои особенности:

1. Все практически возможные проектные сетки размещения скважин состояются из сеток стандартного дихотомического ряда квадратных сеток, который начинается с квадратной сетки 100×100 м или $0,01 \text{ км}^2 = 1 \text{ га}$ на скважину и продолжается путем последовательного разрежения в 2 раза.

S^1 : 1, 2, 4, 8, 16, 32, 64 и 128 га/скв.

2. Обоснованная специальными технико-экономическими расчетами для рассматриваемой нефтяной залежи рациональная плотность сетки скважин S_p^1 выполняется при составлении рациональной сети из двух сеток стандартного дихотомического ряда: одной ближайшей более густой с S_*^1 и другой ближайшей более редкой S_{**}^1 , которые между собой различаются в 2 раза: $S_{**}^1 = 2S_*^1$. $S_*^1 < S_p^1 < S_{**}^1$; доля нефтяной площади, занятая более густой сеткой с S_*^1 , обозначается Δ ; при этом среднее число скважин в пределах единицы нефтяной площади равно

$$\frac{1}{S_p^1} = \frac{\Delta}{S_*^1} + \frac{1-\Delta}{S_{**}^1} = \frac{\Delta}{S_*^1} + \frac{1-\Delta}{2S_*^1},$$

отсюда определяется доля нефтяной площади с более густой сеткой

$$\Delta = \frac{2S_*^1}{S_p^1} - 1.$$

Более редкая сетка скважин с S_{**}^1 называется стартовой, а более густая сетка с S_*^1 называется базовой. Последняя дает точки возможного размещения скважин. Но действительный переход от стартовой сетки к базовой сетке совершается только на части нефтяной площади с более высокой эффективной толщиной нефтяных пластов, доля этой части равна Δ .

3. С учетом базовых сеток отдельных эксплуатационных горизонтов (нефтяных залежей) определяется базовая сетка

скважин в целом всего рассматриваемого нефтяного месторождения, которая тоже берется из стандартного дихотомического ряда сеток и тоже как ближайшая более густая с $S_{\Sigma^*}^1$:

$$\frac{1}{S_{\Sigma}^1} = \frac{1}{S_{*1}^1} + \frac{1}{S_{*2}^1} + \frac{1}{S_{*3}^1} + \dots, S_{*1}^1 < S_{\Sigma}^1 < S_{\Sigma^{**}}^1,$$

где $S_{*1}^1, S_{*2}^1, S_{*3}^1, \dots$ – базовые сетки скважин 1-го, 2-го, 3-го и т.д. эксплуатационных горизонтов.

Установленная таким образом базовая сетка скважин всего месторождения содержит в себе базовые сетки всех эксплуатационных горизонтов. Так, получается максимально возможно равномерная сетка размещения скважин в целом по месторождению и отдельно по каждому эксплуатационному горизонту.

4. Скважины обсаживают 6-дюймовой эксплуатационной колонной и бурят на глубину нескольких или даже всех эксплуатационных горизонтов.

Благодаря этому скважины, по той или иной причине оказавшиеся ненужными по своим проектным горизонтам (вместо продуктивной породы встретили непродуктивную непроницаемую породу, вместо эффективной нефтяной толщины встретили водяную толщину или уже отобрали извлекаемые запасы нефти и выполнили там свою технологическую задачу), переводят на другие эксплуатационные горизонты и там оказываются полноценными и равноправными с уже существующими скважинами. По сравнению с другими неадаптивными системами разработки нефтяных месторождений эффективность перевода скважин на другие горизонты оказывается выше в два с лишним раза.

В качестве начального заводнения проектируется площадное заводнение по обращенной девятиточечной схеме при соотношении добывающих и нагнетательных скважин, равном $m = 3$. А в начальный период соотношение добывающих и нагнетательных скважин может быть еще больше, равным $m = 7$. От такого начального заводнения проще всего перейти к какому-то другому заводнению, например к избирательному. Это может быть сделано по ходу разбуривания эксплуатационных горизонтов с учетом геолого-физической характеристики пластов, установленной по пробуренным и исследованным скважинам. Разбуривание идет по направлению от центра месторождения к его периферии; и по эксплуатационным горизонтам в их приконтурной области обязательно будет приконтурное

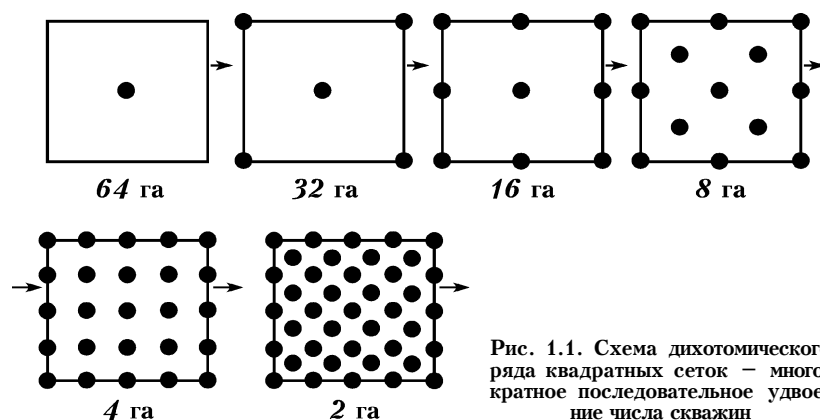


Рис. 1.1. Схема дихотомического ряда квадратных сеток – многократное последовательное удвоение числа скважин

избирательное заводнение через скважины, оказавшиеся с повышенной водяной толщиной по продуктивным пластам.

Приведенные рис. 1.1, 1.2, 1.3 и 1.4 иллюстрируют разные стороны проблемы применения на нефтяных месторождениях адаптивной системы разработки.

На рис. 1.1 показана часть дихотомического ряда квадратных сеток – многократное последовательное удвоение числа скважин.

На рис. 1.2 показано сложение нескольких одинаковых квадратных сеток скважин (двух, трех, четырех). Видно, что при сложении трех сеток скважин общая сетка оказывается достаточно равномерной.

На рис. 1.3 показано, как из двух равномерных квадратных сеток, но разных по плотности ($S^1 = 25$ и $S^1 = 16$ га/скв), образуется общая неравномерная сетка скважин.

На рис. 1.4 показано, как на месторождении по направлению разбуривания постепенно сгущается сетка скважин и промышленное разбуривание сочетается с доразведкой.

При прочих равных условиях адаптивная система разработ-

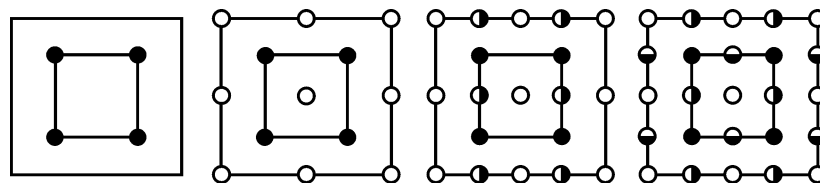


Рис. 1.2. Схема сложения нескольких одинаковых квадратных сеток скважин (двух, трех, четырех)

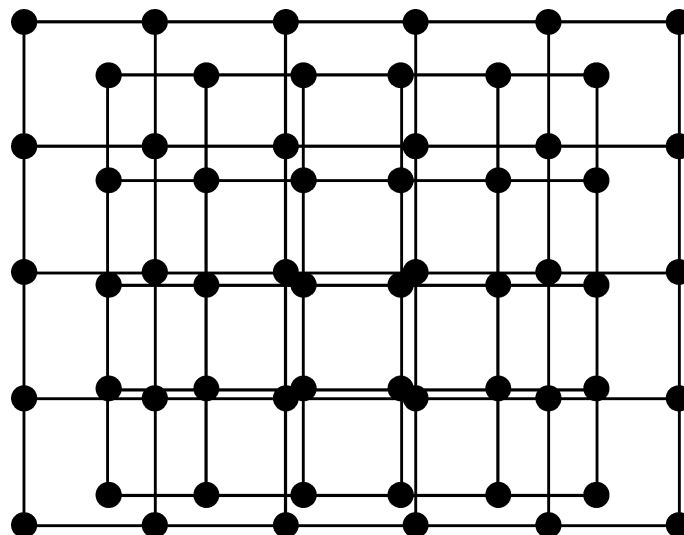


Рис. 1.3. Общая неравномерная сетка скважин

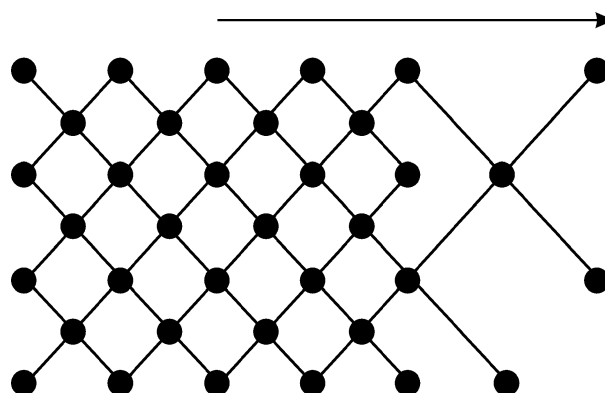


Рис. 1.4. Схема сгущения сетки скважин по направлению разбуривания

ки нефтяных месторождений является более мобильной: она позволяет быстрее вводить в разработку запасы нефти (отдельными участками и даже ячейками скважин без вреда для соседних участков) и быстрее наращивать добычу нефти; позволяет промышленную разработку одних участков сочетать с доразведкой других соседних участков; обеспечивает более полный охват разбуриванием и разработкой геологических за-

пасов нефти и более высокий коэффициент нефтеотдачи пластов; более эффективно использует капитальные вложения, произведенные в строительство скважин. Поэтому на новых нефтяных месторождениях рекомендуется проектировать применение адаптивной системы разработки.

$\zeta\sigma, 0\%$

На слаборазведанных и сложнопостроенных нефтяных и нефтегазовых месторождениях, в условиях неопределенности исходной информации о геологическом строении нефтяных пластов и о ценах на добываемую нефть, целесообразно проектировать адаптивную систему разработки, сочетающую промышленную разработку и доразведку нефтяных пластов и позволяющую оперативно учитывать изменения геологической и экономической обстановки.

1.4. ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИСИЛА В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

При огромном разнообразии разведанных и разрабатываемых нефтяных месторождений и их нефтей полезными могут быть различные химические вещества с разной направленностью действия.

В АО РИТЭК создано химическое вещество полисил разных модификаций. При применении гидрофобного полисила по специальной технологии в нагнетательных скважинах происходит значительное увеличение их коэффициента приемистости. Этот факт подтвержден по большому числу нагнетательных скважин (более 150 нагнетательных) на месторождениях различных нефтедобывающих районов России и Китая. Среднее увеличение коэффициента приемистости – в 2–5 раз. А на одном из месторождений России около 20 до того не работавших нагнетательных скважин стали нормально работать, т.е. произошло увеличение их приемистости с нуля в бесконечное число раз.

Где особенно эффективно применение в нагнетательных скважинах гидрофобного полисила? Прежде всего на нефтяных пластах пониженной, низкой и ультранизкой продуктивности, на которых ради достижения экономической рентабельности необходимо значительно увеличить добычу нефти и соответственно увеличить закачку воды, вытесняющей нефть; особенно на нефтяных пластах, содержащих нефти низкой и

средней вязкости, на которых при неизменном общем числе скважин увеличение доли нагнетательных приводит не только к увеличению начальной добычи нефти, но и к снижению конечной нефтеотдачи пластов. В этих условиях максимальный начальный (амплитудный) дебит нефти достигается при известной 5-точечной схеме площадного заводнения, где на одну нагнетательную скважину приходится одна добывающая $m = 1$ и все добывающие скважины являются стягивающими, к каждой из них фронт вытесняющей воды подходит с четырех разных сторон с различной скоростью. При применении вместо 5-точечной схемы обращенной 9-точечной схемы площадного заводнения число нагнетательных скважин уменьшается в 2 раза, число добывающих скважин увеличивается в 1,5 раза, соотношение добывающих и нагнетательных становится равным $m = 3$ и в 2 раза уменьшается доля запасов нефти стягивающих добывающих скважин.

По конкретному рассматриваемому нефтяному месторождению при 5-точечной схеме площадного заводнения увеличение коэффициента приемистости нагнетательных скважин в $v = 2$ раза увеличивает общий дебит скважин в 1,42 раза, а увеличение в $v = 3$ раза увеличивает общий дебит в 1,64 раза.

Применение обращенной 9-точечной схемы площадного заводнения вместо 5-точечной позволяет увеличить извлекаемые запасы нефти в 1,08 раза.

Но без увеличения коэффициента приемистости нагнетательных скважин переход к 9-точечной схеме приводит к уменьшению общего дебита скважин в 1,45 раза.

А увеличение коэффициента приемистости нагнетательных скважин в $v = 2$ раза не только компенсирует снижение общего дебита, но даже дополнительно увеличивает общий дебит в 1,16 раза; аналогично увеличение коэффициента приемистости в $v = 3$ раза, кроме увеличения извлекаемых запасов нефти, дополнительно увеличивает общий дебит в 1,44 раза.

По рассматриваемому нефтяному месторождению при применении 5-точечной схемы площадного заводнения, но без применения в нагнетательных скважинах химического вещества полисил, амплитудный дебит нефти на 1 проектную скважину равен 14,7 т/сут и 4851,0 т/год, общее число проектных скважин – 100, в том числе 50 добывающих и 50 нагнетательных, начальные извлекаемые запасы нефти составляют 10 млн. т. При применении обращенной 9-точечной схемы и применении в нагнетательных скважинах химического вещества полисил амплитудный дебит нефти на 1 проектную скважину равен 17,06 т/сут и 5629,8 т/год, общее число проектных скважин –

100, в том числе 75 добывающих и 25 нагнетательных, начальные извлекаемые запасы нефти составляют 10,8 млн. т.

Для рассматриваемого нефтяного месторождения и его геолого-физических параметров были сделаны расчеты двух вариантов разработки.

Вариант 1: без применения в нагнетательных скважинах химического вещества полисил; при осуществлении 5-точечной схемы площадного наводнения.

Вариант 2: с применением в нагнетательных скважинах химического вещества полисил; при осуществлении обращенной 9-точечной схемы площадного заводнения.

По этим вариантам по каждому году рассматриваемого 10-летнего периода были рассчитаны отборы нефти и жидкости и другие технологические показатели, а также производимые экономические затраты и достигаемые экономические эффекты.

Цена нефти была принята фактическая, равная 204 \$/т. Все виды налогов и отчислений фактические. Нормативы капитальных и текущих экономических затрат были приняты по фактическим данным аналогичных нефтяных месторождений Западной Сибири.

Дополнительные затраты на обработку нагнетательных скважин химическим веществом полисил были рассчитаны следующим образом:

стоимость 1 кг химического вещества полисил равна 20 \$/кг;
на одну обработку 1 м толщины нефтяного пласта надо 1,5 кг;
средняя нефтяная толщина эксплуатационного объекта равна 10 м.

Поэтому на одну обработку одной нагнетательной скважины необходимо 15 кг и на одну обработку 25 нагнетательных скважин необходимо соответственно $15 \cdot 25 = 375$ кг.

Уже экспериментально установлено, что эффективность обработки нагнетательной скважины сохраняется более года. Поэтому с необходимым запасом прочности (возможно, со слишком большим запасом прочности!) принимаем, что обработки нагнетательных скважин производят ежегодно или 10 раз за 10-летний период. Соответственно для этого необходимо $375 \cdot 10 = 3750$ кг химического вещества полисил, что стоит $3750 \cdot 20 = 75000 = 75$ тыс. \$. Затраты на само вещество полисил составляют 0,1 всех затрат на обработки нагнетательных скважин, с учетом этого все затраты на обработки составляют $75 \cdot 10 = 750$ тыс. \$, или 0,75 млн. \$.

Результаты всех расчетов в компактном виде представлены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Эффективность применения химического вещества полисил за 10 лет

Показатели	Вариант 1 без приме- нения поли- сила	Вариант 2 с примене- нием поли- сила	Прирост
Добыча нефти, тыс. т	3842	4387	545
Объем капитальных вложений, млн. \$	120	120	0
Поток наличных денег, млн. \$	107,7	142,4	34,7
NVP, накопленный дисконтиро- ванный поток наличных денег, млн. \$	37,3	60,3	23,0
IRR, % годовых	20,5	28,8	8,3
Период окупаемости проекта, годы	5	4	-1
Период окупаемости проекта с учетом дисконтирования, годы	6	5	-1
Налоговые поступления госу- дарству, млн. \$	244,5	282,2	37,7
Необходимый объем инвестиций, млн. \$	88,1	82,4	-5,7
Операционные расходы, млн. \$	74,9	75,6	0,75

Увеличение Операционных расходов на 0,75 млн. \$ влечет за собой увеличе-
ние потока наличности на 34,7 млн. \$, это означает, что на один вложенный
доллар получаем 46,3 \$ чистой прибыли.

По данным этой таблицы видно, что по варианту 2 все тех-
нологические и экономические показатели лучше. Приросту
операционных расходов (текущих экономических затрат) в
0,75 млн. \$ соответствует прирост потока наличности
34,7 млн. \$; это значит, что на 1 \$ дополнительных затрат
приходится эффект в $\frac{34,7}{0,75} = 46,3$ \$. Повторяем: на 1 \$ затрат
получается 46,3 \$ чистой прибыли.

На месторождениях нефти низкой и средней вязкости,
имеющих нефтяные пласты пониженной, низкой и ультраниз-
кой продуктивности, где применяется внутриконтурное завод-
нение (рядное-многорядное или рассредоточенное: площадное
или избирательное), высокоэффективно в нагнетательных
скважинах обрабатывать нефтяные пласты химическим веще-
ством полисил. Это увеличивает коэффициент приемистости
нагнетательных скважин в 2–3 раза, существенно или значи-
тельно увеличивает текущую добычу нефти и заметно увели-
чивает нефтеотдачу пластов. На 1 \$ дополнительных затрат до-
полнительный прирост чистой прибыли составляет около 50 \$.

ВЫДЕЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ НА МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

2.1. О РАЦИОНАЛЬНОМ ОБЪЕДИНЕНИИ ПЛАСТОВ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ

Проектирование рациональной разработки нефтяного месторождения включает в себя целый ряд шагов (звеньев); в их числе рациональное выделение эксплуатационных объектов или рациональное объединение нефтяных пластов в эксплуатационные объекты.

Нередко многопластовость нефтяных месторождений представляют как недостаток, как дополнительную сложность, которая почти наверняка приводит к дополнительным потерям. Это действительно может быть так при невысокой квалификации буровиков, ремонтников и эксплуатационников-нефтяников, при плохой организации работ.

Но та же многопластовость может быть большим благом. Если нефтяные пласты обладают низкой и ультранизкой продуктивностью, прерывистостью и высокой зональной неоднородностью по продуктивности (значит, высокой степенью риска), то разрабатывать их по отдельности экономически нерентабельно; и поэтому вводить их в разработку вообще нельзя. А если таких пластов несколько и их можно объединить в один общий эксплуатационный объект; тем самым достигнуть суммарной, в несколько раз более высокой, продуктивности, одновременно с этим уменьшить или даже исключить риск неудачи, то такие пласты можно вводить в экономически рентабельную промышленную разработку. Понятно, что бурить и эксплуатировать такие многопластовые вертикальные скважины будет намного сложнее, чем однопластовые вертикальные скважины; однако не сложнее, чем горизонтальные скважины.

При 3–5 нефтяных пластах, расположенных на близких глубинах и имеющих одинаковое или близкое давление насыщения нефти газом, дебит многопластовых вертикальных скважин по сравнению с однопластовыми вертикальными увеличивается в 3–5 раз, тогда как дебит однопластовых горизонтальных скважин по сравнению с однопластовыми вертикальными увеличивается в 2–3 раза. Такое увеличение дебита горизонтальных скважин в среднем в 2–3 раза, а не в 4–5 раз объясняется тем, что обычно нефтяные пласты не являются монолитными, что их общая толщина бывает заметно или даже значительно больше эффективной толщины (больше в 1,5–2 раза и даже в 3–4 раза); обычно нефтяные пласты состоят из нескольких проницаемых слоев и соответственно нескольких разделяющих непроницаемых прослоев. В таких пластах горизонтальные скважины обычно делают диагонально-горизонтальными, чтобы по диагонали пересечь все нефтяные слои и все охватить разработкой, чтобы отдельные слои вместе с их запасами нефти не выпали из разработки. Если так не делать и бурить горизонтальную скважину, которая пройдет по одному из нескольких нефтяных слоев, то, кроме одного, все остальные нефтяные слои выпадут из разработки.

Пример: нефтяной пласт состоит из 5 слоев, горизонтальная скважина прошла по одному из них, дебит по этому слою увеличился в 5 раз, а в целом по горизонтальной скважине не увеличился, остался равным дебиту вертикальной скважины, эксплуатирующей все 5 слоев нефтяного пласта. Но при этом разрабатываемые извлекаемые запасы нефти уменьшились в 5 раз, $4/5$ извлекаемых запасов нефти потерялись!

В данной ситуации применение диагонально-горизонтальной скважины не приводит к потере $4/5$ извлекаемых запасов нефти, поскольку горизонтальная длина скважины проходит через все проницаемые нефтяные слои и все разделяющие непроницаемые прослои. Понятно, что в пределах непроницаемых прослоев горизонтальная длина скважины является неэффективной, а в пределах проницаемых слоев является эффективной, однако разделенной на 5 частей, гидродинамическое действие которых не суммируется! Поэтому (при общей толщине нефтяного пласта в 2 раза больше эффективной толщины) основной расчет делается для отдельного проницаемого нефтяного слоя для горизонтальной длины горизонтальной скважины, уменьшенной в $2 \cdot 5 = 10$ раз. После чего результаты отдельных слоев суммируются или, по-другому, результат отдельного слоя увеличивается в 5 раз. Получается, что суммируются эффективные толщины слоев, но не суммируются от-

дельные эффективные горизонтальные длины скважины! Поэтому дебит горизонтальной скважины оказывается больше дебита вертикальной скважины не в 4–5 раз, а только в 2–3 раза.

Отметим, что из понимания этого явления возникла идея скважины-елки с короткими горизонтальными стволами длиной 10–20 м, но во все нефтяные слои без пропуска. Такая скважина в многослойном пласте по начальному дебиту будет не хуже диагонально-горизонтальной скважины, но зато лучше контролируемая и регулируемая, менее рискованная и, в конечном счете, лучше по дебиту и нефтеотдаче пластов.

Итак, повторяем: многопластовость нефтяных пластов может быть большим благом; многопластовые вертикальные скважины могут быть эффективнее однопластовых горизонтальных скважин по дебиту нефти, по возможности их контролировать и регулировать, по долговечности и, в конечном счете, по нефтеотдаче пластов.

Теперь эту проблему рационального объединения нескольких нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект будем рассматривать на формулах и на результатах расчетов по этим формулам.

При этом будем использовать часто нами применяемый технологический критерий рациональности, суть которого состоит в следующем: рациональным считается такое действие (такое техническое мероприятие), которое при обязательном достижении заданной (утвержденной) нефтеотдачи пластов, увеличивает средний (именно средний, а не начальный максимальный или амплитудный) дебит нефти на одну проектную скважину. Отметим, что в проектных расчетах используется параметр (норматив) капитальных затрат на одну проектную скважину, значит, увеличение среднего дебита нефти на одну проектную скважину примерно соответствует увеличению среднего дебита на заданные капитальные затраты. Также отметим, что этот технологический критерий прежде уже использовался при выборе рационального соотношения добывающих и нагнетательных скважин проектной сетки, при выборе рационального снижения забойного давления добывающих скважин ниже уровня давления насыщения (нефти газом) с учетом происходящего снижения их коэффициента продуктивности по нефти.

Итак, критерий рациональности

$$q_{\text{ср}}^1 \rightarrow \max,$$

средний дебит нефти проектной скважины выражается че-

рез q_0^1 – амплитудный (начальный максимальный) дебит нефти проектной скважины по отдельному нефтяному пласту, осредненный по всем рассматриваемым пластам; n – число рассматриваемых нефтяных пластов, объединяемых в один эксплуатационный объект; $(1 - A_{cp})$ – среднюю долю нефти в расчетном суммарном отборе жидкости;

$$q_{cp}^1 = q_0^1 \cdot n \cdot (1 - A_{cp}) \rightarrow \max.$$

Величина q_0^1 – амплитудного дебита нефти скважины проектной сетки по отдельному нефтяному пласту считается заданной постоянной. Она либо уже определена (уже определены: параметры нефтяного пласта, рациональная схема размещения добывающих и нагнетательных скважин и их рациональное соотношение, рациональные или предельные значения их забойных давлений), либо однозначно будет определена.

Величина n меньше или равна общему числу отдельных нефтяных пластов на рассматриваемом месторождении или отдельной его площади.

В интервале значений K_3 – коэффициента использования подвижных запасов нефти от 0,7 до 0,9 доля нефти в расчетном суммарно отборе жидкости определяется по следующей формуле:

$$(1 - A_{cp}) = e^{-\alpha V^2} = e^{+\alpha} \cdot e^{-\alpha(1+V^2)},$$

где постоянный коэффициент $\alpha = (1,25 \cdot K_3)^4$; величина K_3 является заданной при заданной величине $K_{но}$ – коэффициента нефтеотдачи, поскольку K_3 – коэффициент использования подвижных запасов нефти является одним из сомножителей, образующих $K_{но}$. Расчетная послойная неоднородность V^2 по проницаемости рассматриваемого эксплуатационного объекта определяется по следующей формуле:

$$(1 + V^2) = (1 + V_*^2)(1 + V_{**}^2)(1 + V_{***}^2),$$

где V_*^2 – расчетная послойная неоднородность по проницаемости отдельного нефтяного пласта, которая учитывает его действительную послойную неоднородность по проницаемости и геометрическую неравномерность, обусловленную размещением скважин и которая (поскольку рассматривается объединение пластов) считается заданной; V_{**}^2 – межпластовая неоднородность по проницаемости, которая зависит от V_3^2 – зональной

неоднородности по проницаемости отдельного нефтяного пласта и n – числа пластов в эксплуатационном объекте (табл. 2.1)

$$(1+V_{**}^2) = \frac{1+V_3^2}{1+\frac{V_3^2}{n}};$$

V_{**}^2 – межпластовая неоднородность по проницаемости, обусловленная различием пластов по их средней проницаемости при одинаковой эффективной толщине, наблюдаемая у рассматриваемого ряда пластов, где средняя проницаемость: у второго пласта больше, чем у первого пласта, в v раз; у третьего пласта больше, чем у первого, в v^2 раз; у n -го пласта больше, чем у первого, в v^{n-1} раз (табл. 2.2); при этом

$$(1+V_{***}^2) = n \cdot \frac{v^n + 1}{v^n - 1} \cdot \frac{v - 1}{v + 1}.$$

Таблица 2.1

V_3^2	Значения $(1+V_{**}^2)$ при n				
	1	2	3	4	5
0,5	1	1,200	1,286	1,333	1,364
1,0	1	1,333	1,500	1,600	1,667
2,0	1	1,500	1,800	2,000	2,272

Таблица 2.2

v	Значения $(1+V_{***}^2)$ при n				
	1	2	3	4	5
1,1	1	1,0023	1,0060	1,0113	1,0181
1,2	1	1,0083	1,0220	1,0411	1,0654
1,5	1	1,0400	1,1053	1,1938	1,3033
2,0	1	1,1111	1,2857	1,5111	1,7742

Формула среднего дебита нефти на одну скважину проектной сетки по эксплуатационному объекту, состоящему из n нефтяных пластов, имеет вид

$$q_{ср}^1 = q_0^1 \cdot n \cdot e^{+\alpha} \cdot e^{-\alpha(1+V^2)} = c \cdot u,$$

где $c = q_0^1 \cdot e^{+\alpha}$; $u = n \cdot e^{-\alpha(1+V^2)}$;

$$(1+V^2) = (1+V_*^2)(1+V_{**}^2)(1+V_{***}^2) = (1+V_*^2) \cdot \frac{1+V_3^2}{1+\frac{V_3^2}{n}} \cdot n \cdot \frac{v^n + 1}{v^n - 1} \cdot \frac{v - 1}{v + 1};$$

α – постоянный коэффициент; u – функция среднего дебита нефти скважины проектной сетки.

По этой формуле сначала для заданных значений V_*^2 , V_3^2 , ν и n были определены значения V^2 – расчетной послойной неоднородности, а затем для значения коэффициента использования подвижных запасов нефти $K_3 = 0,8$ и коэффициента $\alpha = (1,25 \cdot 0,8)^4 = 1$ были сделаны расчеты значений u – функции среднего дебита нефти скважины проектной сетки. Полученные результаты приведены в табл. 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3

Определение V^2 расчетной послойной неоднородности эксплуатационного объекта

$(1 + V_*^2)$	V_3^2	ν	Значения $(1 + V^2) = (1 + V_*^2)(1 + V_{**}^2)(1 + V_{***}^2)$ при n				
			1	2	3	4	5
1,25	0,5	1,1	1,25	1,5035	1,6171	1,6851	1,7359
		1,2	1,25	1,5125	1,6429	1,7347	1,8165
		1,5	1,25	1,5600	1,7768	1,9892	2,2221
		2,0	1,25	1,6667	1,9428	2,5179	3,0250
	1,0	1,1	1,25	1,6701	1,8863	2,0023	2,1215
		1,2	1,25	1,6801	1,9163	2,0822	2,2200
		1,5	1,25	1,7329	2,0724	2,3876	2,7158
		2,0	1,25	1,8514	2,4107	3,0222	3,6970
	2,0	1,1	1,25	1,8793	2,2638	2,5283	3,4088
		1,2	1,25	1,8906	2,2995	2,6028	3,6317
		1,5	1,25	1,9500	2,4869	2,9845	4,4426
		2,0	1,25	2,0833	2,8928	3,7778	6,0478
1,50	0,5	1,1	1,5	1,8041	1,9406	2,0221	2,0830
		1,2	1,5	1,8149	1,9714	2,0817	2,1798
		1,5	1,5	1,8720	2,1321	2,3871	2,6666
		2,0	1,5	2,0000	2,4801	3,0214	3,6300
	1,0	1,1	1,5	2,0041	2,2635	2,4271	2,5458
		1,2	1,5	2,0161	2,2995	2,4986	2,6640
		1,5	1,5	2,0795	2,4869	2,8651	3,2589
		2,0	1,5	2,2216	2,8928	3,6266	4,4364
	2,0	1,1	1,5	2,2552	2,7162	3,0339	4,1645
		1,2	1,5	2,2687	2,7594	3,1233	4,3580
		1,5	1,5	2,3400	2,9843	3,5814	5,3311
		2,0	1,5	2,5000	3,4714	4,5333	7,2574

ГЛАВА 2.4

Оптимизация по среднему дебиту нефти

$(1 + V_*^2)$	V_*^2	v	Значения u – функции среднего дебита нефти проектной скважины при n				
			1	2	3	4	5
1,25	0,5	1,1	0,2866	0,4447	0,5954	0,7417	0,8812
		1,2	0,2866	0,4407	0,5803	0,7058	0,8130
		1,5	0,2866	0,4203	0,5075	0,5472	0,5419
		2,0	0,2866	0,3777	0,4299	0,3225	0,2428
	1,0	1,1	0,2866	0,3765	0,4549	0,5401	0,5993
		1,2	0,2866	0,3727	0,4415	0,4986	0,5430
		1,5	0,2866	0,3535	0,3776	0,3674	0,3308
		2,0	0,2866	0,3140	0,2693	0,1948	0,1240
	2,0	1,1	0,2866	0,3054	0,3119	0,3192	0,1654
		1,2	0,2866	0,3020	0,3009	0,2963	0,1324
		1,5	0,2866	0,2845	0,2495	0,2023	0,0588
		2,0	0,2866	0,2490	0,1663	0,0915	0,0188
1,50	0,5	1,1	0,2231	0,3292	0,4309	0,5295	0,6228
		1,2	0,2231	0,3257	0,4178	0,4989	0,5653
		1,5	0,2231	0,3076	0,3558	0,3676	0,3475
		2,0	0,2231	0,2707	0,2512	0,1949	0,1326
	1,0	1,1	0,2231	0,2696	0,3120	0,3532	0,3921
		1,2	0,2231	0,2663	0,3009	0,3288	0,3483
		1,5	0,2231	0,2500	0,2495	0,2279	0,1922
		2,0	0,2231	0,2169	0,1663	0,1064	0,0592
	2,0	1,1	0,2231	0,2097	0,1984	0,1925	0,0777
		1,2	0,2231	0,2069	0,1900	0,1760	0,0640
		1,5	0,2231	0,1927	0,1517	0,1113	0,0242
		2,0	0,2231	0,1642	0,0932	0,0430	0,0035

В итоговой таблице значений u – функции среднего дебита нефти проектной скважины выделены области, где объединение нефтяных пластов в эксплуатационные объекты нерационально и нецелесообразно. Эти же области выделены в табл. 2.3 значений V^2 – расчетной послойной неоднородности эксплуатационного объекта. Видно, что объединение пластов нерационально и нецелесообразно при возникновении значений расчетной послойной неоднородности V^2 выше 1,0–1,5.

Но надо учитывать, что эти расчеты по определению рациональности объединения пластов в один общий эксплуатационный объект были выполнены при условии, что пласты остаются объединенными до самого конца и выключается из разработки в целом весь эксплуатационный объект.

При этом наиболее проницаемые нефтяные пласты отдают свою нефть в первую очередь и после полного обводнения в общий дебит жидкости эксплуатационного объекта дают воду, вхолостую пропуская через себя закачиваемую воду.

Но принятое условие совместной работы всех объединенных нефтяных пластов не является совершенно обязательным и непоколебимым. Наиболее проницаемые нефтяные пласты после их обводнения вполне возможно отключать без вреда для работы остальных нефтяных пластов. Но чтобы эти операции осуществлялись не по отдельным скважинам в экспериментальном порядке, а по всем скважинам в промышленном масштабе, надо в проекте разработки нефтяного месторождения это предусмотреть. Конкретно, надо запроектировать применение 6–7-дюймовых эксплуатационных обсадных колонн. Незначительное увеличение экономических затрат на строительство скважин данной конструкции сразу будет компенсировано некоторым увеличением их производительности. Но, главное, увеличиваются возможность и эффективность капитальных ремонтов, долговечность скважин и нефтеотдача пластов. Для эффективной изоляции обводненных нефтяных пластов можно и нужно использовать специально созданные пластоперекрыватели. Изоляция такими пластоперекрывателями осуществляется без уменьшения диаметра скважины и поэтому может производиться многократно. При этом чем больше обводненный нефтяной пласт отличается по проницаемости от других менее обводненных, малообводненных и необводненных нефтяных пластов, тем проще его выделить и изолировать. Таким способом уменьшается или даже снимается резкое влияние представленного здесь критерия рациональности объединения нефтяных пластов и расширяются пределы рационального объединения пластов.

Кстати, стоимость перекрытия одного обводненного нефтяного пласта пластоперекрывателем составляет примерно 10 % от всех затрат на строительство и оборудование скважины. Поэтому последовательное перекрытие 4 из 5 пластов увеличит затраты на скважину менее чем в 1,5 раза.

Но при этом должно быть ясно, что применение многослойных вертикальных скважин требует особого контроля за их работой – за их дебитом жидкости, дебитом нефти, забойным и

пластовым давлениями; требует регулярных глубинных исследований пластов – определения их индивидуальных дебитов жидкости и нефти.

И в настоящее время серьезнейшую проблему составляет определение с удовлетворительной точностью индивидуальных крайне низких дебитов жидкости и нефти объединенных пластов, обладающих низкой и ультранизкой продуктивностью, которую необходимо будет в кратчайшие сроки решить.

Теперь учтем другие реальности разработки многопластовых нефтяных месторождений.

1. Обычно нефтяные пласты обладают значительной зональной неоднородностью по продуктивности и прерывистостью, когда некоторая часть зон обладает нулевой продуктивностью. Долю зон нулевой продуктивности обозначим w и будем именовать прерывистостью. Еще нефтяные пласты имеют малопродуктивные зоны, которые при применении однопластовых вертикальных скважин даже эксплуатировать экономически неэффективно. Долю таких зон обозначим w_* . Таким образом, при применении однопластовых вертикальных скважин доля скважин, которые из-за отсутствия продуктивности и крайне низкой продуктивности не будут работать, равна $(w + w_*)$. При применении многопластовых вертикальных скважин, эксплуатирующих по n нефтяных пластов, доля пробуренных неработающих скважин уменьшается до $(w + w_*)^n$. Например: доля $(w + w_*) = (0,3 + 0,2) = 0,5$, или 50 %, уменьшается при $n = 4$ до $(0,3 + 0,2)^4 = 0,0625$, или 6,25 %, т.е. доля эффективно работающих скважин увеличивается в $\frac{1 - 0,0625}{1 - 0,5} = 1,875$ раза, или на 87,5 %.

2. Фактически на нефтяных месторождениях всегда имеется некоторая доля скважин, попавших в продуктивные зоны, но аварийно выбывавших из эксплуатации. Долю таких скважин обозначим Δ . Примем, что чем больше пластов эксплуатируют вертикальные скважины, тем больше их аварийность. При объединении n нефтяных пластов аварийность равна $\Delta_n = 1 - (1 - \Delta)^n$. Например: аварийность однопластовых вертикальных скважин равна $\Delta = 0,1$, или 10 %, тогда аварийность многопластовых вертикальных скважин, эксплуатирующих сразу 4 нефтяных пласта, будет $\Delta_n = 1 - (1 - 0,1)^4 = 0,344$, или 34,4 %; а если аварийность однопластовых скважин равна $\Delta = 0,2$, или 20 %, то аварийность многопластовых скважин, эксплуатирующих 4 пласта, будет $\Delta_n = 1 - (1 - 0,2)^4 = 0,590$, или 59 %. Таким образом, переход от однопластовых к многопластовым

скважинам увеличивает аварийность с 10–20 % до 34,4–59 %, или на 24,4–39 %. Без дублирования аварийно выбывших скважин аварийность соответствует доле теряемых извлекаемых (технологически доступных извлечению) запасов нефти. Без дублирования аварийно выбывших скважин переход от однопластовых к многопластовым скважинам дополнительно уменьшает нефтеотдачу пластов в $\frac{1-0,1}{1-0,344} = 1,372$ раза и в

$\frac{1-0,25}{1-0,59} = 1,951$ раза или при проектной нефтеотдаче пластов 40 % уменьшает на $40(0,344 - 0,1) = 9,8$ % и $40(0,59 - 0,2) = 15,6$ %.

При осуществлении дублирования аварийно выбывших скважин при применении однопластовых скважин общий фонд скважин увеличивается в $\frac{1}{(1-\Delta)}$ раз, а при применении много-

пластовых скважин общий фонд увеличивается в $\frac{1}{(1-\Delta)^n}$ раз.

Например: при однопластовых скважинах при $\Delta = 0,1$ увеличивается в $\frac{1}{1-0,1} = 1,111$ раза и при $\Delta = 0,2$ увеличивается в

$\frac{1}{1-0,2} = 1,25$ раза; при многопластовых скважинах $n = 4$ при

$\Delta = 0,1$ – в $\frac{1}{(1-0,1)^4} = 1,524$ раза и при $\Delta = 0,2$ – в $\frac{1}{(1-0,2)^4} =$

$2,441$ раза, тем не менее $\frac{1-0,1}{(1-0,1)^4} = 1,372$ и $\frac{1-0,2}{(1-0,2)^4} = 1,953$

значительно меньше, чем $n = 4$.

Теперь нам надо все последние полученные результаты объединить и установить при объединении n нефтяных пластов, во сколько раз повышается эффективность работы скважин

$$v = n \cdot \frac{(1-\Delta)^n}{(1-\Delta)} \cdot \frac{1-(w+w_*)^n}{1-(w+w_*)}.$$

Например: при $n = 4$, $\Delta = 0,2$ и $(w + w_*) = (0,3 + 0,2)$ эффективность скважины повышается в

$$v = 4 \cdot \frac{(1-0,2)^4}{(1-0,2)} \cdot \frac{1-(0,3+0,2)^4}{1-(0,3+0,2)} = 3,84 \text{ раза.}$$

Изложенные здесь научно-технические идеи уже воплоща-

ются в жизнь на нефтяных месторождениях, которые разрабатывает Российская инновационная топливно-энергетическая компания (РИТЭК).

Эти месторождения, крайне малопродуктивные, были разведаны очень давно, в начале 60-х годов; очень долго не вводились в разработку из-за явной экономической неэффективности; наконец, в начале 80-х годов были введены, но довольно скоро, через 2–3 года, дебиты нефти эксплуатируемых скважин резко упали почти до нуля, и месторождения были выведены из разработки. Новый ввод месторождений совсем недавно, с 1997–1998 годов осуществляет РИТЭК. Резкое снижение цены нефти на мировом рынке и экономический кризис в 1998-м году внесли серьезные помехи в ход работ. Тем не менее определенные успехи уже достигнуты. На этих малопродуктивных многопластовых месторождениях число нефтяных пластов достигает до 4–5, среднее число пластов 2–3. При объединении нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект примерно в 2 раза увеличился дебит нефти добывающих скважин, соответственно во столько же раз уменьшилось число скважин и величина капитальных затрат на строительство и обустройство скважин.

Но обнажились проблемы контроля и регулирования разработки отдельных нефтяных пластов: геофизики не могут спускать глубинный расходомер по кольцевому пространству между насосно-компрессорными трубами (НКТ) и обсадной эксплуатационной колонной на забой скважины; известные в промышленности отечественные и импортные глубинные расходомеры не обладают необходимой высокой чувствительностью, чтобы определять дебиты нефти отдельно по малопродуктивным пластам, тем более по обособленным слоям в пределах этих пластов. А это очень важно, поскольку регулярный контроль дебитов по слоям позволяет определять их обводнение и своевременно изолировать.

С целью решения возникших проблем РИТЭК была создана передвижная компрессорная установка для компрессорной эксплуатации скважин в период их исследования глубинным расходомером; была организована работа по созданию глубинного расходомера высокой чувствительности.

При непосредственном участии РИТЭК был построен завод по производству пластоперекрывателей и начат их промышленный выпуск.

Но существуют и другие трудности, которые еще надо будет преодолеть.

Необходимо отметить, что предложенная и реализуемая

принципиально новая технология защищена патентами Российской Федерации.

В заключение отметим:

1. Существуют вполне определенные условия рационального объединения нескольких нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект, учитывающий их различие по средней продуктивности, по величине зональной и послойной неоднородности. Но это так, если не предусмотрена изоляция нефтяных пластов, если нет эффективного средства для изоляции пластов в широких промышленных масштабах.

2. Но такое средство уже создано; это – специальные пластоперекрыватели. Их применение значительно расширяет возможности объединения нефтяных пластов в эксплуатационные объекты.

3. Применение многопластовых вертикальных скважин (или многопластовых наклонных при кустовом бурении скважин) представляет собой крупный шаг на пути научно-технического прогресса, позволяющий значительно увеличить добычу нефти и уменьшить капитальные затраты, ввести в экономически эффективную разработку нефтяные пласты низкой и ультранизкой продуктивности.

2.2. КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ ПО СРЕДНЕМУ КОЭФФИЦИЕНТУ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН

Вместе или отдельно надо разрабатывать нефтяные пласты на многопластовом нефтяном месторождении?

На этот простой вопрос не существует простого ответа.

Начнем с того, что огромное множество нефтяных пластов, залежей и месторождений отличается колоссальным разнообразием. Все это разнообразие надо как-то упорядочить и классифицировать. Нам кажется очень важным и полезным классифицировать нефтяные пласты по среднему коэффициенту продуктивности скважин, пробуренных на эти пласты, или по величине гидропроводности, определенной по среднему коэффициенту продуктивности. Несомненно, что с практической точки зрения это важнейший параметр нефтяных пластов, но нам хотелось бы подчеркнуть инвариантность (независимость) этого параметра относительно глубины залегания нефтяных пластов. Действительно чем больше глубина пластов, тем дороже скважины, тем больше капитальные затраты на разра-

ботку нефтяных пластов; но одновременно чем больше глубина скважин, тем при прочих равных условиях больше депрессия на нефтяные пласты, больше дебит нефти и больше экономический эффект от добычи и реализации нефти. Получается, что капитальные затраты и экономический эффект от добычи нефти одинаково пропорциональны глубине залегания пластов.

Итак, предложена классификация нефтяных пластов по среднему значению коэффициента продуктивности добывающей скважины по нефти, представленная в табл. 2.5.

Табл. 2.5

Классификация нефтяных пластов по продуктивности

Класс	Характеристика	Коэффициент продуктивности η , т/(сут·ат)		Потенциальный дебит нефти добывающей скважины $q^1 = \eta(P_{пл} - P_c)$ в (т/сут) при разности пластового и забойного давлений $(P_{пл} - P_c) = 100$ ат
		от	до	
1	Гиперпродуктивность	≥ 100		$\geq 10\ 000$
2	Ультрапродуктивность	30	100	3000 – 10 000
3	Высокая продуктивность	10	30	1000 – 3000
4	Повышенная продуктивность	3	10	300–1000
5	Средняя продуктивность	1	3	100 – 300
6	Пониженная продуктивность	0,3	1	30 – 100
7	Низкая продуктивность	0,1	0,3	10 – 30
8	Ультранизкая продуктивность		$< 0,1$	< 10

В первый класс отнесены нефтяные пласты, обладающие гиперпродуктивностью, со средним значением коэффициента продуктивности по нефти более 100 т/(сут·ат); во второй класс отнесены нефтяные пласты, обладающие ультрапродуктивностью, со средним значением коэффициента продуктивности от 30 т/(сут·ат) до 100 т/(сут·ат); в третий класс – нефтяные пласты высокой продуктивности со средним значением коэффициента продуктивности от 10 т/(сут·ат) до 30 т/(сут·ат); в четвертый класс – нефтяные пласты повышенной продуктивности со средним значением коэффициента продуктивности от 3 т/(сут·ат) до 10 т/(сут·ат); в пятый класс – пласты средней продуктивности со средним значе-

нием коэффициента продуктивности от $1 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$ до $3 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$; в шестой класс – пласты пониженной продуктивности со средним значением коэффициента продуктивности от $0,3 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$ до $1 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$; в седьмой класс – пласты низкой продуктивности со средним значением коэффициента продуктивности от $0,1 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$ до $0,3 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$ и в последний восьмой класс – пласты ультранизкой продуктивности со средним значением коэффициента продуктивности менее $0,1 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$.

Чтобы классификация нефтяных пластов по продуктивности стала более осязаемой и понятной, от коэффициента продуктивности добывающей скважины перейдем к ее дебиту нефти. При глубине скважины около 2000 м, т.е. при гидростатическом пластовом давлении около 200 ат, возможная создаваемая депрессия на нефтяные пласты составляет 100 ат. Произведение коэффициента продуктивности и возможной создаваемой депрессии в 100 ат представляет собой возможный суточный дебит нефти добывающей скважины. Именно такие дебиты нефти показаны в приведенной табл. 2.5.

Обратите внимание, что по нефтяным пластам 5-го класса, обладающим средней продуктивностью, возможный суточный дебит нефти добывающей скважины оказывается в пределах от $100 \text{ т}/\text{сут}$ до $300 \text{ т}/\text{сут}$, соответственно с учетом коэффициента эксплуатации (в году из 365 суток в среднем рабочими являются 330 сут) возможная годовая добыча нефти оказывается в пределах от $100\cdot 330 = 33\,000 \text{ т} = 33 \text{ тыс. т}$ до $300\cdot 330 = 99\,000 \text{ т} = 99 \text{ тыс. т}$; а по нефтяным пластам 3-го класса, обладающим высокой продуктивностью, возможный суточный дебит нефти добывающей скважины оказывается в пределах от $1000 \text{ т}/\text{сут}$ до $3000 \text{ т}/\text{сут}$, а ее возможная годовая добыча нефти оказывается в пределах от $1000\cdot 330 = 330\,000 \text{ т} = 330 \text{ тыс. т}$ до $3000\cdot 330 = 990\,000 \text{ т} = 990 \text{ тыс. т}$. Как видно, получаются очень большие и крайне большие величины.

С учетом всего этого проанализируем представленную в табл. 2.5 классификацию нефтяных пластов по продуктивности.

Во-первых, нефтяные пласты крайних классов (1-го и 8-го) по своему самому главному параметру – по коэффициенту продуктивности добывающей скважины различаются более чем в 1000 раз; пласты двух соседних классов различаются в среднем в 3 раза; а двух классов, разделенных всего одним промежуточным классом, различаются в среднем в 10 раз.

Во-вторых, всем нам известны нефтяные пласты – представители всех восьми выделенных классов.

Так, например, ко 2-му классу ультрапродуктивности относились основные нефтяные пласты Самотлорского нефтяного месторождения, с которых начиналась промышленная разработка месторождения.

К 3-му классу относился девонский горизонт Бавлинского нефтяного месторождения.

К 4-му классу относился девонский горизонт на наиболее продуктивных центральных площадях Ромашкинского нефтяного месторождения.

К 5-му классу относился девонский горизонт почти на всех остальных площадях Ромашкинского месторождения (кроме центральных площадей). К этому же классу относились разрабатываемые нефтяные пласты на многих нефтяных месторождениях Западной Сибири.

К 6-му и 7-му классам относятся многие нефтяные пласты на разрабатываемых малопродуктивных нефтяных месторождениях.

К 7-му и 8-му классам относятся нефтяные пласты многих разведанных, но пока не разрабатываемых нефтяных месторождений.

При таком почти беспредельном разнообразии реальных нефтяных пластов по их самому главному параметру – по среднему коэффициенту продуктивности добывающей скважины трудно и чревато опасностью имеющийся успешный опыт разработки нефтяных пластов одного класса по шаблону переносить на нефтяные пласты других классов, отличающихся гораздо меньшей продуктивностью.

В-третьих, приведенные здесь очень высокие возможные суточные дебиты нефти и возможные годовые отборы нефти по добывающим скважинам, эксплуатирующим нефтяные пласты 5-го класса, в жизни практически почти не наблюдались; тем более не наблюдались в 10 раз более высокие суточные дебиты и годовые отборы нефти по скважинам, эксплуатирующим пласты 3-го класса.

Возникает резонный вопрос: почему? Прежде всего, потому что этим дебитам и отборам соответствуют слишком высокие годовые темпы отбора извлекаемых запасов нефти; например, по скважинам, эксплуатирующим нефтяные пласты 5-го класса, темп отбора запасов может быть около 30 % в год; а по скважинам, эксплуатирующим пласты 3-го класса, темп отбора может быть более 20 % в месяц. Но добывающие скважины – это только часть, отдельное первое звено последовательной цепи, в которую входят система сбора и подготовки нефти, система заводнения, внешние коммуникации (нефтепроводы,

дороги, электролинии и линии связи), города, построенные для жизни строителей и нефтяников, нефтеперерабатывающие заводы и другие звенья. Добычу нефти по пластам 3–5-го классов, тем более 1–2-го классов, ограничивают не добывающие скважины, а другие звенья последовательной цепи. Кстати, еще более значительные ограничения потенциально возможной производительности имеют место при разработке газовых месторождений. Поэтому становится понятно, почему в такой ситуации добывающие скважины работают не в режиме технологически рациональной максимальной депрессии на нефтяные пласты, а в режиме заданных ограниченных дебитов нефти рациональных в каком-то ином отношении, например в интересах крупных хозяйственно-производственных комплексов.

Такая ситуация избыточной потенциально возможной производительности нефтяных пластов в действительности встречается довольно часто, но особенно часто встречалась прежде, когда в разработке находились нефтяные пласты более высокой продуктивности. Но если это так, то почему такие ситуации не являются легко заметными? Как уходили прежде и уходят в настоящее время от таких ситуаций? Каким образом фактические дебиты нефти оказывались и оказываются во много раз меньше потенциально возможных максимальных? Это происходит, прежде всего, путем применения многорядных систем расположения добывающих скважин, когда добывающие ряды, расположенные позади первых добывающих рядов, очень мало влияют на снижение общего фильтрационного сопротивления и соответственно на увеличение общей потенциально возможной производительности; получается, что увеличение общего числа скважин происходит почти без увеличения общей потенциально возможной производительности при уменьшении потенциально возможной производительности на одну скважину, также путем резкого снижения депрессии на нефтяные пласты. Кроме того, из-за нерациональной эксплуатации избыточного фонда скважин, когда в первый период разработки нефтяной залежи только часть пробуренного фонда скважин нужна для выполнения запланированной добычи нефти, а ненужные скважины плохо эксплуатируют и ремонтируют, они постепенно выходят из строя и вместе с ними выпадают из разработки их еще неотобранные извлекаемые запасы нефти. Положение сильно ухудшено из-за применения в скважинах 5-дюймовых эксплуатационных колонн, в которые при наличии нескольких мест негерметичности уже нельзя спустить 4-дюймовую эксплуатационную колонну, зацементировать и продолжать нормальную эксплуатацию.

К сожалению, обычно при рассмотрении и утверждении вариантов разработки нефтяных пластов средней, повышенной и высокой продуктивности, когда становится ясной необходимость резервирования части избыточной производительности, варианты представляются в режиме заданных забойных давлений с каким-то сугубо искусственным технологическим обоснованием рациональности пониженной депрессии в добывающих скважинах и пониженной репрессии в нагнетательных, без выделения зарезервированной части производительности и без проектирования разумного использования резерва в дальнейшем ради увеличения нефтеотдачи пластов. В частности, резерв производительности может быть использован при осуществлении циклического заводнения. Благодаря циклическому поочередному осуществлению замкнуто-упругого режима фильтрации при закачке воды и отборе нефти уменьшается неравномерность вытеснения нефти закачиваемой водой и увеличивается нефтеотдача.

Однако возможна разработка нефтяных залежей без какого-либо ограничения производительности пробуренных и введенных в работу скважин. Промысловое хозяйство и внешние коммуникации сразу строят в расчете на запланированную стабильную добычу нефти, а залежь разбуривают постепенно, делянками, по мере необходимости. Скважины бурят, обустривают и интенсивно эксплуатируют поочередно. Поскольку на каждой делянке время добычи нефти будет намного меньше долговечности скважин, то по этой причине увеличивается нефтеотдача пластов, а резкое уменьшение числа эксплуатируемых скважин уменьшает текущие экономические затраты. Но ясно, что такая поочередная интенсивная эксплуатация скважин требует совершенно иного, значительно лучшего контроля за их работой и быстрой оперативной оптимизации их режимов работы. При такой интенсивной эксплуатации быстро обнаруживается эффективность или неэффективность применяемой технологии и без промедления осуществляется усовершенствование технологии.

Подытожим предыдущее изложение.

Нефтяные пласты разведанных, вводимых в разработку, разрабатываемых и уже разработанных месторождений отличаются безграничным разнообразием, и нет универсального опыта и универсальной технологии их разработки.

По одним нефтяным пластам потенциально возможная максимальная производительность не достигает экономического рентабельного уровня и их разрабатывать отдельно просто-напросто нельзя; их разработка начинается с объедине-

ния нескольких пластов в один общий эксплуатационный объект.

По другим нефтяным пластам потенциально возможная максимальная производительность обеспечивает экономическую рентабельность и возможность решать следующую задачу увеличения экономической рентабельности за счет объединения пластов в один эксплуатационный объект.

По третьим нефтяным пластам потенциально возможная максимальная производительность скважин слишком велика, и ее значительную часть обязательно надо будет резервировать и думать, как в дальнейшем зарезервированную часть рационально использовать.

Даже в настоящее время, когда сильно истощены извлекаемые запасы нефти высокопродуктивных, ультрапродуктивных и гиперпродуктивных пластов, нефтяных пластов с избыточной потенциальной производительностью скважин оказывается довольно много. Это видно по запроектированному многорядному расположению скважин, искусственному ограничению воздействия на нефтяные пласты в добывающих и нагнетательных скважинах, по избыточному фонду скважин, его плохому состоянию и нехватке средств на подземный и капитальный ремонт скважин.

Попутно отметим, что по таким нефтяным пластам с избыточной максимально возможной производительностью обычных вертикальных скважин явно не нужны горизонтальные скважины, способные дополнительно уменьшить фильтрационное сопротивление и увеличить производительность при одновременном возможном существенном снижении нефтеотдачи пластов из-за незнания на большом удалении действительного геологического строения нефтяных пластов, из-за возникновения в многослойных пластах значительной геометрической неравномерности вытеснения закачиваемой водой, из-за чрезмерных трудностей управления работой таких скважин.

С учетом этого здесь при рассмотрении проблемы объединения нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект не рассматриваются пласты с избыточной потенциально возможной максимальной производительностью при обычных вертикальных добывающих скважинах.

2.3. КРИТЕРИЙ РАЦИОНАЛЬНОСТИ ОБЪЕДИНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ В ОДИН ОБЩИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ

Для положительного решения проблемы объединения нефтяных пластов необходимо увеличение не только начального максимального (амплитудного), но также среднего дебита нефти на проектную скважину при условии обязательного достижения утвержденной нефтеотдачи пластов.

Важными компонентами общей характеристики нефтяных пластов, кроме $\eta_{\text{ср}}$ – среднего значения коэффициента продуктивности скважины, являются: n – число скважин, по которым были определены значения η – коэффициента продуктивности, среднее значение квадрата коэффициента продуктивности $(\eta^2)_{\text{ср}}$, показатель неоднородности совокупности значений коэффициента продуктивности скважин – квадрат коэффициента вариации $V_{\eta}^2 = \frac{(\eta^2)_{\text{ср}}}{(\eta_{\text{ср}})^2} - 1$, а также характерный линейный

размер d – шаг хаотической изменчивости, правда, последний параметр можно определить лишь при достаточно густой сетке скважин, когда 2σ – расстояние между соседними скважинами, давшими значения η – коэффициента продуктивности, заметно меньше линейного размера $2\sigma < d$; при отсутствии густой сетки скважин линейный размер d приходится определять по другим давно разрабатываемым нефтяным месторождениям с густой сеткой скважин, учитывая аналогию в образовании нефтяных пластов в далекие геологические времена.

Другой важной компонентой общей характеристики нефтяных пластов является их расчетная послойная неоднородность по проницаемости V^2 , которая уже включает в себя V_1^2 – действительную послойную неоднородность по проницаемости плюс V_2^2 – геометрическую неоднородность (неравномерность) вытеснения нефти закачанной водой, обусловленную расположением точечных источников и стоков, т.е. нагнетательных и добывающих скважин.

Коэффициенты продуктивности скважин (или гидропроводности эксплуатируемых скважинами нефтяных пластов) прямо пропорциональны их дебитам нефти, а перфорированные толщины нефтяных пластов прямо пропорциональны эксплуатируемым этими скважинами подвижным запасам нефти; и отношение коэффициента продуктивности к эффективной толщине представляет собой удельный (на единицу эффективной

толщины) коэффициент продуктивности $\frac{\eta}{h}$, где η – коэффициент продуктивности и h – эффективная толщина нефтяных пластов, который прямо пропорционален темпу отбора подвижных запасов нефти.

Вопрос объединения или, наоборот, необъединения нефтяных пластов, когда он особенно актуален (когда нефтяные пласты обладают пониженной, низкой и ультранизкой продуктивностью и дебиты скважин по пластам явно не являются высокими), вполне можно решить количественно четко и определенно.

Сначала будем рассматривать довольно простой случай: объединение двух близко расположенных нефтяных пластов во многих отношениях одинаковых – по эффективной толщине и эксплуатируемым подвижным запасам нефти, по величине V^2 – расчетной послойной неоднородности по проницаемости, но различных по средней проницаемости или по удельному коэффициенту продуктивности в \dot{a} раз.

Для решения вопроса объединять или не объединять эти нефтяные пласты в один общий эксплуатационный объект с единой сеткой добывающих и нагнетательных скважин можно применить критерий рациональности – максимум среднего дебита нефти на проектную скважину за время извлечения заданных (утвержденных) извлекаемых запасов нефти

$$q_0^1(1 - A_{cp}) = q_0^1 \cdot \frac{K_3}{F} \rightarrow \max,$$

где q_0^1 – амплитудный дебит на проектную скважину, при объединении двух пластов амплитудные дебиты суммируются; \dot{A}_{cp} – средняя доля агента и $(1 - \dot{A}_{cp})$ – средняя доля нефти в расчетном суммарном отборе жидкости; K_3 – суммарный отбор нефти; F – расчетный суммарный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти.

В интервале значений K_3 – коэффициента использования подвижных запасов нефти от $K_3 = 0,7$ до $K_3 = 0,9$ применима следующая простая формула средней доли нефти:

$$(1 - A_{cp}) = e^{-\alpha V^2},$$

где V^2 – расчетная послойная неоднородность эксплуатационного объекта; α – коэффициент, определяемый по формуле $\alpha = (1,25 \cdot K_3)^4$:

$K_3 \dots$	0,7	0,8	0,9
$\alpha \dots$	0,586	1	1,602

Отметим, что при расчете нефтеотдачи порознь двух рассматриваемых нефтяных пластов по формуле

$$K_{\text{но}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

получилось произведение двух коэффициентов (коэффициента сетки K_1 и коэффициента надежности системы разработки K_4), равное $K_1 \cdot K_4 = 0,5$, коэффициент вытеснения нефти водой оказался равным $K_2 = 0,6$ и коэффициент использования подвижных запасов нефти равным $K_3 = 0,7$, и в целом коэффициент нефтеотдачи равным

$$K_{\text{но}} = 0,5 \cdot 0,6 \cdot 0,7 = 0,21.$$

С учетом этого формула средней доли нефти принимает вид

$$(1 - A_{\text{ср}}) = e^{-0,586V^2}.$$

Будем рассматривать и сравнивать два варианта: первый, когда пласты объединяются и разрабатываются единой сеткой скважин; второй, когда пласты разрабатываются отдельно своими собственными сетками скважин.

В первом варианте амплитудный дебит скважины вдвое больше среднего амплитудного дебита во втором варианте; но в первом варианте также больше расчетная послойная неоднородность эксплуатационного объекта, увеличение происходит из-за различия объединяемых пластов в α раз:

$$\begin{array}{ll} \text{1-й вариант.....} & 2 \cdot q_0^1; \quad (V^2 + 1) \left[\left(\frac{M-1}{M+1} \right)^2 + 1 \right] \\ \text{2-й вариант.....} & q_0^1; \quad (V^2 + 1) \end{array}$$

Условие рациональности 1-го варианта

$$2 \cdot q_0^1 \cdot e^{-0,586 \left[(V^2 + 1) \left[\left(\frac{M-1}{M+1} \right)^2 + 1 \right] - 1 \right]} > q_0^1 \cdot e^{-0,586(V^2 + 1) - 1};$$

после сокращения одинаковых членов

$$2 \cdot e^{-0,586(V^2 + 1) \left[\left(\frac{M-1}{M+1} \right)^2 + 1 \right]} > e^{-0,586(V^2 + 1)};$$

после логарифмирования левой и правой части неравенства и некоторых алгебраических преобразований

$$\ln 2 - 0,586 \cdot (V^2 + 1) \cdot \left[\left(\frac{M-1}{M+1} \right)^2 + 1 \right] > -0,586 \cdot (V^2 + 1);$$

$$\ln 2 > 0,586 \cdot (V^2 + 1) \cdot \left[\frac{M-1}{M+1} \right]^2;$$

$$z = \frac{\sqrt{\ln 2}}{\sqrt{0,586 \cdot (V^2 + 1)}} > \frac{M-1}{M+1};$$

$$\frac{1+z}{1-z} > M.$$

Будем задавать величину V^2 и определять величину z и граничную величину $M = \frac{1+z}{1-z}$:

V^2	0,333	0,667	1,000	1,333	1,667	2,000
z	0,942	0,842	0,769	0,712	0,666	0,628
\dot{a}	33,48	11,69	7,66	5,95	4,99	4,38

Как видно, в широком диапазоне значений V^2 – расчетной послойной неоднородности – различие объединяемых нефтяных пластов по удельному коэффициенту продуктивности может быть в 4 и более раз, $\dot{a} > 4$.

Далее будем рассматривать существенно более сложную ситуацию, когда не один случай, а множество случаев, когда не одна скважина, а большая совокупность скважин, и у этих скважин тоже два нефтяных пласта, эти пласты различаются по удельному коэффициенту продуктивности в \dot{a} раз, но не в каждой скважине, а в среднем по всем скважинам один пласт (скажем, верхний) отличается от другого пласта (соответственно нижнего) в \dot{a} раз. Эти пласты еще обладают хаотической зональной неоднородностью по удельному коэффициенту продуктивности, количественно характеризуемой квадратом коэффициента вариации V_3^2 , в силу действия которой при объединении двух нефтяных пластов дополнительно увеличивается расчетная послойная неоднородность эксплуатационного объекта:

$$\begin{aligned} \text{1-й вариант} & \dots\dots\dots 2 \cdot q_0^1; \quad (V^2 + 1) \cdot \frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{2} + 1} \left[\left(\frac{M-1}{M+1} \right)^2 + 1 \right] \\ \text{2-й вариант} & \dots\dots\dots q_0^1; \quad (V^2 + 1) \end{aligned}$$

Условие рациональности 1-го варианта

$$2 \cdot q_0^1 \cdot e^{-0,586 \left\{ (V^2+1) \cdot \frac{V_3^2+1}{\frac{V_3^2}{2}+1} \left[\left(\frac{M-1}{M+1} \right)^2 + 1 \right] - 1 \right\}} > q_0^1 \cdot e^{-0,586 \{ (V^2+1) - 1 \}};$$

после сокращения одинаковых членов

$$2 \cdot e^{-0,586(V^2+1) \left(\frac{V_3^2+1}{\frac{V_3^2}{2}+1} \left[\left(\frac{M-1}{M+1} \right)^2 + 1 \right] \right)} > e^{-0,586(V^2+1)};$$

после логарифмирования левой и правой частей неравенства и некоторых алгебраических преобразований

$$\ln 2 - 0,586 \cdot (V^2 + 1) \cdot \frac{V_3^2}{V_3^2 + 2} > -0,586 \cdot \frac{(V_3^2 + 1)}{V_3^2 + 2} \cdot \left(\frac{M - 1}{M + 1} \right)^2;$$

$$z = \sqrt{\frac{V_3^2 + 2}{2 \cdot (V_3^2 + 1)} \cdot \frac{\ln 2}{0,586 \cdot (V^2 + 1)} - \frac{V_3^2}{2 \cdot (V_3^2 + 1)}} > \frac{M - 1}{M + 1},$$

$$\frac{1+z}{1-z} > M.$$

Будем задавать величину V^2 и V_3^2 и определять величину z и граничную величину $M = \frac{1+z}{1-z}$ (табл. 2.6).

Таблица 2.6

Показатель	V^2					
	0,333	0,667	1,0	1,333	1,667	2,0
$V_3^2 = 0$						
z	0,942	0,842	0,769	0,712	0,666	0,628
M	33,48	11,69	7,66	5,95	4,99	4,38
$V_3^2 = 0,5$						
z	0,757	0,652	0,571	0,506	0,450	0,402
M	7,22	4,74	3,66	3,05	2,64	2,35
$V_3^2 = 1,0$						
z	0,645	0,531	0,440	0,361	0,287	0,214
M	4,63	3,27	2,57	2,13	1,81	1,54
$V_3^2 = 1,5$						
z	0,567	0,444	0,338	0,234	0,102	—
M	3,62	2,59	2,02	1,61	1,23	—

Из табл. 2.6 видно, что при очень высокой расчетной послойной неоднородности ($V^2 = 2,0$) и очень высокой зональной неоднородности ($V_z^2 = 1,5$) объединение нефтяных пластов оказывается нерациональным; при менее высокой расчетной послойной неоднородности ($V^2 = 1,0$) возможно объединение нефтяных пластов, различающихся в среднем по удельному коэффициенту продуктивности в $M = 2 \div 3$ раза.

Далее будем рассматривать следующую ситуацию: на отдельной части площади нефтяного месторождения присутствует n нефтяных пластов, в среднем пласт имеет $n_{\text{сл}}$ нефтяных слоев, причем слои отделены друг от друга непроницаемыми прослоями; каждый слой обладает зональной неоднородностью по проницаемости и внутрислойной неоднородностью, связанной прежде всего с различной длиной линий тока, идущих от источников к стокам – от нагнетательных скважин к добывающим скважинам, т.е. связанной с точечностью источников и стоков и их расположением, которое нередко бывает очень неравномерным.

Расчетная послойная неоднородность нефтяных пластов образуется, прежде всего, за счет зональной неоднородности нефтяных слоев и их внутрислойной неоднородности (неравномерности). Нефтяные пласты различаются между собой по средней величине удельного коэффициента продуктивности скважины.

Как и прежде, решается вопрос: объединять или не объединять нефтяные пласты в один общий эксплуатационный объект с единой сеткой добывающих и нагнетательных скважин.

Примем, что по отдельности все слои всех нефтяных пластов обладают одинаковой средней величиной зональной неоднородности, которую количественно характеризует квадрат коэффициента вариации V_z^2 ; слои также обладают одинаковой внутрислойной неоднородностью, которую представляет квадрат коэффициента вариации $V_{\text{сл}}^2$; а неоднородность объединяемых нефтяных пластов по средней величине удельного коэффициента продуктивности скважины представляет квадрат коэффициента вариации $V_{\text{пл}}^2$.

Проводится сравнение двух вариантов: по 1-му варианту выделяется один эксплуатационный объект, который включает в себя n нефтяных пластов и $n \cdot n_{\text{сл}}$ нефтяных слоев, амплитудный дебит которого в n раз выше, чем по 2-му варианту; по 2-му варианту выделяется n эксплуатационных объектов, каждый из которых состоит из одного нефтяного пласта и $n_{\text{сл}}$

нефтяных слоев, а амплитудный дебит оказывается в n раз ниже, чем по 1-му варианту.

По 1-му варианту расчетная послойная неоднородность равна

$$\left\{ (V_{\text{с.л}}^2 + 1) \cdot \frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{n \cdot n_{\text{с.л}}} + 1} \cdot (V_{\text{пл}}^2 + 1) - 1 \right\},$$

по 2-му варианту расчетная послойная неоднородность равна

$$\left\{ (V_{\text{с.л}}^2 + 1) \cdot \frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{n_{\text{с.л}}} + 1} - 1 \right\},$$

Условие рациональности 1-го варианта представляется следующим образом:

$$n \cdot q_0^1 \cdot e^{-0,586 \cdot \left\{ (V_{\text{с.л}}^2 + 1) \cdot \frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{n \cdot n_{\text{с.л}}} + 1} \cdot (V_{\text{пл}}^2 + 1) - 1 \right\}} > q_0^1 \cdot e^{-0,586 \cdot \left\{ (V_{\text{с.л}}^2 + 1) \cdot \frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{n_{\text{с.л}}} + 1} - 1 \right\}}.$$

после сокращения одинаковых членов в левой и правой частях неравенства получается

$$n \cdot e^{-0,586 \cdot (V_{\text{с.л}}^2 + 1) \cdot \frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{n \cdot n_{\text{с.л}}} + 1} \cdot (V_{\text{пл}}^2 + 1)} > e^{-0,586 \cdot (V_{\text{с.л}}^2 + 1) \cdot \frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{n_{\text{с.л}}} + 1}},$$

после логарифмирования левой и правой частей неравенства и некоторых алгебраических преобразований получается

$$\ln n - 0,586 \cdot (V_{\text{с.л}}^2 + 1) \cdot \frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{n \cdot n_{\text{с.л}}} + 1} \cdot (V_{\text{пл}}^2 + 1) > -0,586 \cdot (V_{\text{с.л}}^2 + 1) \cdot \frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{n_{\text{с.л}}} + 1};$$

$$\frac{\left(\frac{V_3^2}{n \cdot n_{\text{с.л}}} + 1 \right) \cdot \ln n}{(V_3^2 + 1) \cdot (V_{\text{с.л}}^2 + 1)} \cdot \frac{\ln n}{0,586} - \frac{V_3^2 \cdot \left(1 - \frac{1}{n} \right)}{V_3^2 + n_{\text{с.л}}} > V_{\text{пл}}^2.$$

Пример

а) $V_3^2 = 2,0$; $V_{cl}^2 = 0,16$; $n = 4$; $n_{cl} = 4$.

Будем определять граничную величину $V_{пл}^2$ – неоднородности совокупности нефтяных пластов по средним значениям их удельных коэффициентов продуктивности скважин – максимальную допустимую величину при объединении пластов

$$V_{пл}^2 = \frac{\left(\frac{V_3^2}{n \cdot n_{cl}} + 1 \right)}{(V_3^2 + 1) \cdot (V_{cl}^2 + 1)} \cdot \frac{\ln n}{0,586} - \frac{V_3^2 \cdot \left(1 - \frac{1}{n} \right)}{V_3^2 + n_{cl}} =$$

$$= \frac{\left(\frac{2}{4 \cdot 4} + 1 \right)}{(2 + 1) \cdot (0,16 + 1)} \cdot \frac{\ln 4}{0,586} - \frac{2 \cdot \left(1 - \frac{1}{4} \right)}{2 + 4} = 0,515.$$

Величина такой неоднородности объединяемых нефтяных пластов определяется последующей формуле:

$$V_{пл}^2 = \frac{(\eta^2)_{cp}}{(\eta_{cp})^2} - 1.$$

В частности, при одинаковой эффективной толщине нефтяных пластов и следующем соотношении их средних коэффициентов продуктивности

$$\eta_1 : \eta_2 : \eta_3 : \eta_4 = 1 : 2 : 3 : 4$$

эта неоднородность равна

$$V_{пл}^2 = n \cdot \frac{(\eta_1^2 + \eta_2^2 + \eta_3^2 + \eta_4^2)}{(\eta_1 + \eta_2 + \eta_3 + \eta_4)^2} - 1 = 4 \cdot \frac{(1^2 + 2^2 + 3^2 + 4^2)}{(1 + 2 + 3 + 4)^2} - 1 = 0,2,$$

что значительно меньше граничной величины $V_{пл}^2 = 0,515$ и, значит, объединение нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект рационально.

Приведенный пример близко соответствует реальным условиям конкретного нефтяного месторождения. Можно привести много других примеров для многих других месторождений. Важно, что вопрос объединения или необъединения нефтяных пластов можно решать не по интуиции, а расчетным путем.

Поскольку сравнение эффективности многопластового и однопластовых объектов делается в расчете на одну проектную скважину, то параметры однопластовых объектов приходится

осреднять. И осреднения оказываются важными звеньями общего решения. Вообще-то можно не осреднять, но тогда решения будут очень громоздкими, они потеряют наглядность. При чем суть решений от этого не изменится.

Важно подчеркнуть, что сами решения рассматриваемого вопроса в такой компактной форме стали возможны благодаря применению алгебры неоднородностей – этого эффективного расчетного метода, вполне корректного с математической точки зрения, уже многократно использованного при решении проблем теории и проектировании систем разработки нефтяных месторождений. Необходимо отметить, что благодаря применению алгебры неоднородностей тоже в компактной аналитической форме были получены решения многих сложных проблем разработки нефтяных месторождений, таких как: проектирование избирательного заводнения нефтяных пластов, циклического и полимерного заводнения, заводнения с фронтальной оторочкой газа, чередующейся закачки воды и небольшой части добытой высоковязкой нефти, закачки теплоносителя в пласты высоковязкой нефти, бурения горизонтальных скважин и многих других.

Общий вывод

Нефтяные пласты предлагается классифицировать по среднему значению коэффициента продуктивности скважины. Существует огромное разнообразие нефтяных пластов, различающихся по среднему коэффициенту продуктивности в десятки, сотни и даже тысячи раз. Существуют нефтяные пласты ультранизкой продуктивности, которые, если их не объединять, то вообще нельзя разрабатывать из-за экономической нерентабельности. Существуют нефтяные пласты, которые экономически рентабельно разрабатывать как при объединении, так и без объединения; и тогда надо искать рациональные варианты выделения эксплуатационных объектов. Существуют нефтяные пласты повышенной и высокой продуктивности, по которым нельзя воспользоваться главным эффектом объединения – повышением производительности скважин.

Вопрос объединения или необъединения нефтяных пластов надо решать не по интуиции, а расчетным путем; для этого предложен необходимый расчетный метод, базирующийся на использовании алгебры неоднородностей. Проведенные расчеты показали, что в большинстве рассмотренных случаев при пониженной продуктивности пластов объединение нефтяных пластов является рациональным.

2.4. УЧЕТ ПРЕРЫВИСТОСТИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ И АВАРИЙНОСТИ СКВАЖИН ПРИ ОБЪЕДИНЕНИИ ПЛАСТОВ

Несмотря на свои крайне малые размеры этот раздел затрагивает очень важную проблему: объединение нескольких нефтяных пластов в эксплуатационный объект в условиях фактической заметной и существенной аварийности, когда объединение значительно увеличивает аварийность и тем самым создает угрозу потери части запасов нефти. Но это происходит при отсутствии дублирования аварийных (вышедших из строя из-за аварии) скважин. А если осуществляется дублирование, то кроме случаев крайне высокой аварийности сохраняется явное преимущество объединения пластов. Это преимущество дополнительно усиливается избирательностью дублирования, т.е. учетом уже обнаруженного геологического строения нефтяных пластов.

Но, несомненно, надо улучшать технологию бурения и освоения скважин и применять такие методы обработки призабойной зоны нефтяных пластов, которые обладают минимальной аварийностью.

Высокая аварийность скважин противоречит объединению нескольких нефтяных пластов в общий эксплуатационный объект. Без дублирования выбывших скважин по многопластовым объектам возможны значительные потери запасов нефти. Однако при бурении скважин-дублеров сохраняется значительное преимущество многопластовых объектов.

При наличии по пластам большой доли непродуктивных и крайне низко продуктивных зон объединение пластов в общий эксплуатационный объект особенно эффективно.

Уже разведанные многочисленные малопродуктивные многопластовые месторождения содержат значительные по величине запасы нефти. С целью осуществления экономически рентабельного отбора этих запасов приходится нефтяные пласты объединять в эксплуатационные объекты. При осуществлении объединения нефтяных пластов необходимо учитывать все заметно влияющие положительные и отрицательные факторы. Одним из таких факторов является качество бурения скважин и освоения нефтяных пластов, допускаемый при этом брак. Вполне логично, чем больше пластов в общем эксплуатационном объекте, тем значительнее доля скважин, потерянных из-за аварий. Малопродуктивные карбонатные нефтяные пласты, частое и не всегда обоснованное и рациональное проведе-

ние солянокислотных обработок карбонатных пластов плюс высоковязкая нефть увеличивают аварийность скважин. Логично встает вопрос: при какой аварийности скважин оказывается бессмысленным и вредным объединение многих нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект?

При достаточно большой аварийности при объединении многих нефтяных пластов в один эксплуатационный объект резко, можно сказать, катастрофически увеличивается число скважин, вышедших из строя из-за аварий; это может нарушить саму систему разработки месторождения, взаимодействие добывающих и нагнетательных скважин. При этом доля выпавших из разработки извлекаемых запасов нефти оказывается примерно равной доле выбывших из-за аварий скважин проектной сетки, поскольку возникает хаотическое разрежение проектной сетки. Это обстоятельство может быть очень серьезным, если разбуривание месторождения осуществляется однократно, без повторного бурения новых скважин-дублеров вместо аварийно выбывших скважин.

Аварийность скважин (доля выбывших из-за аварий скважин) при выделении однопластовых эксплуатационных объектов обозначим a ; тогда коэффициент надежности системы разработки (надежности системы добывающих и нагнетательных скважин) будет $\delta = 1 - a$. Соответственно при выделении многопластовых эксплуатационных объектов, каждый из которых состоит из n нефтяных пластов, коэффициент надежности системы оказывается равным $\delta_n = (1 - a)^n$, а интегральная аварийность скважин оказывается равной $a_n = 1 - \delta_n = 1 - (1 - a)^n$.

Чем скорее система разработки выделенных эксплуатационных объектов, тем более многопластовых объектов, обладает аварийностью и даже значительной аварийностью, то необходимо предотвратить потерю извлекаемых запасов нефти. Это можно сделать бурением скважин-дублеров вместо аварийно выбывших скважин. При этом произойдет увеличение общего числа скважин по сравнению с числом скважин по проектной сетке во столько раз:

$$\frac{1}{1 - a_n} = \frac{1}{1 - (1 - \delta_n)} = \frac{1}{(1 - a)^n}.$$

Тогда при условии одинаковой плотности сетки скважин общее число скважин будет прямо пропорционально:

при выделении n однопластовых эксплуатационных объектов

$$\frac{1}{1-a};$$

при выделении одного многопластового эксплуатационного объекта, состоящего из n пластов,

$$\frac{1}{(1-a)^n}.$$

С учетом этого при выделении многопластового объекта общее число скважин уменьшается во столько раз:

$$v_* = \frac{n}{1-a} \cdot (1-a)^n = n \cdot (1-a)^{(n-1)}.$$

Интересно установить, когда при какой аварийности выделение многопластовых объектов не дает положительного эффекта? Когда коэффициент v_* равен 1?

$$v_* = n \cdot (1-a)^{(n-1)} \leq 1;$$

$$a \geq 1 - \frac{1}{n^{1/(n-1)}};$$

$n \dots\dots\dots$	2	3	4	5	6
$a \dots\dots\dots$	0,5	0,42	0,37	0,33	0,3

Кроме дефектов, созданных человеком при бурении и эксплуатации скважин, есть дефекты, созданные природой. Так, по однопластовым эксплуатационным объектам какая-то часть пробуренных без дефектов скважин попадает в зоны отсутствия пласта-коллектора или в зоны пласта с очень низкими коллекторскими свойствами, и эти скважины не будут эксплуатировать, либо потому что они вообще не дают нефть, либо дают, но очень мало, и их нельзя экономически рентабельно эксплуатировать. Понятно, что при выделении многопластовых объектов указанный дефект полностью или в значительной мере устраняется.

Если общая доля непродуктивных от природы и слабо продуктивных экономически нерентабельных скважин по однопластовому эксплуатационному объекту равна Δ , то по многопластовому объекту, состоящему из n пластов, эта доля равна (даже меньше) Δ^n . Поэтому по многопластовому эксплуатационному объекту доля рентабельно работающих скважин больше

во столько раз: $v_{**} = \frac{1-\Delta^n}{1-\Delta}$.

Таблица 2.7

Эффективность выделения многопластовых эксплуатационных объектов v в зависимости от n – числа пластов, a – аварийности скважин и Δ – доли непродуктивных скважин

Число пластов n	Аварийность скважин a	Общее число скважин		Уменьшение общего числа скважин по варианту одного объекта v_*	Общее увеличение эффективности скважин по варианту одного объекта $v = v_* \cdot v_{**} = v_* \cdot \frac{1 - \Delta^n}{1 - \Delta}$ при заданных значениях доли нерентабельных скважин Δ			
		по варианту n однопластовых объектов	по варианту одного объекта из n пластов		$\Delta = 0,1$	$\Delta = 0,2$	$\Delta = 0,3$	$\Delta = 0,4$
2	0,1	222	123	1,8	$v_{**} = 1,1$	$v_{**} = 1,2$	$v_{**} = 1,3$	$v_{**} = 1,4$
					1,98	2,16	2,34	2,52
					1,76	1,92	2,08	2,24
					1,54	1,68	1,82	1,96
					1,32	1,44	1,56	1,68
					1,10	1,20	1,30	1,40
3	0,1	333	137	2,43	$v_{**} = 1,11$	$v_{**} = 1,24$	$v_{**} = 1,39$	$v_{**} = 1,56$
					2,70	3,01	3,38	3,79
					2,13	2,38	2,67	3,00
					1,63	1,82	2,04	2,29
					1,20	1,34	1,50	1,68
					0,83	0,93	1,04	1,17

Продолжение табл. 2.7

Число пластов n	Аварийность скважин a	Общее число скважин		Уменьшение общего числа скважин по варианту одного объекта v_*	Общее увеличение эффективности скважин по варианту одного объекта $v = v_* \cdot v_{**} = v_* \cdot \frac{1 - \Delta^n}{1 - \Delta}$ при заданных значениях доли нерентабельных скважин Δ			
		по варианту n однопла- стовых объек- тов	по варианту одного объек- та из n пластов		$\Delta = 0,1$	$\Delta = 0,2$	$\Delta = 0,3$	$\Delta = 0,4$
4					$v_{**} = 1,111$	$v_{**} = 1,248$	$v_{**} = 1,417$	$v_{**} = 1,624$
	0,1	444	152	2,92	3,24	3,64	4,14	4,74
	0,2	500	244	2,05	2,28	2,56	2,90	3,33
	0,3	571	416	1,37	1,52	1,71	1,94	2,22
	0,4	667	772	0,86	0,96	1,07	1,22	1,40
	0,5	800	1600	0,50	0,56	0,62	0,71	0,81
	– неэффективность выделения многопластовых объектов.							

Итоговый показатель относительной эффективности скважин при выделении многопластового эксплуатационного объекта будет

$$\nu = \nu_* \cdot \nu_{**} = n \cdot (1 - a)^{(n-1)} \cdot \frac{1 - \Delta^n}{1 - \Delta}.$$

Результаты расчетов эффективности выделения многопластовых эксплуатационных объектов (в зависимости от n — числа объединяемых пластов, a — аварийности скважин и Δ — доли зон неколлектора и экономически нерентабельного коллектора) представлены в табл. 2.7. Для удобства рассматривался участок, содержащий по одному эксплуатационному объекту по проектной сетке 100 скважин.

Вс, ‰

1. При выделении многопластовых объектов обязательно надо учитывать: a — аварийность скважин и Δ — долю непродуктивных скважин применительно к однопластовым объектам.

На разрабатываемых нефтяных месторождениях эти величины примерно равны: $a = 0,10$ (это не противоречит тому, что при объединении трех пластов в один общий объект общая аварийность достигает $a_3 = 0,27$) и $\Delta = 0,3$.

2. При заметной и значительной аварийности скважин обязательно надо осуществлять бурение скважин-дублеров.

При условии дублирования аварийно выбывших скважин, несомненно, сказывается преимущество выделения многопластовых объектов. Причем эффективность выделения таких объектов (при фактических $a = 0,10$ и $\Delta = 0,3$) даже превосходит ту, которая рассчитывается без учета аварийности и непродуктивности скважин.

2.5. УЧЕТ ОГРАНИЧЕННОЙ ДОЛГОВЕЧНОСТИ СКВАЖИН

Аварийное выбытие скважин, фактически происходящее при разработке нефтяных месторождений, обязательно надо учитывать при проектировании их разработки, при выборе рациональной системы разработки.

По тем или иным объективным и субъективным причинам, бывает, проектируют низкие темпы отбора извлекаемых запасов нефти в пределах уже разбуренной эксплуатируемой части

нефтяных месторождений, но при этом не учитывают фактическое ограниченное время существования скважин – их ограниченную долговечность, соответственно хаотический характер аварийного выбытия скважин по площади нефтяных месторождений.

При низком темпе отбора извлекаемых запасов нефти, например 0,01 или 1 % в год, среднее время добычи нефти будет очень большим, например $\frac{1}{0,01} = 100$ лет, а все время отбора

извлекаемых запасов нефти будет в 2–3 раза больше, соответственно 200–300 лет. Без каких-либо особых доказательств понятно, что так долго просуществовать скважины не могут. Специально проведенные по ряду крупных нефтяных месторождений исследования показали, что среднее время существования скважины до необходимости первого капитального ремонта составляет 30 лет. После первого капитального ремонта часто получается скважина-инвалид, потерявшая промышленную ценность – потерявшая экономически рентабельный дебит нефти, которую выгоднее ликвидировать, чем эксплуатировать, а вместо нее пробурить новую скважину-дублер. За 100–200 лет придется 3–5 раз и более продублировать скважины проектной сетки, соответственно в 3–5 раз увеличить по сравнению с первоначальными капитальные затраты в разработку нефтяных месторождений. К сожалению, пока очень часто при проектировании разработки нефтяных месторождений отмеченное обстоятельство (ограниченную долговечность скважин и необходимость при низком темпе отбора запасов неоднократно дублировать скважины) не учитывают.

Однако, если такое неоднократное дублирование фактически выбывших скважин не осуществлять, то происходит хаотическое разрежение сетки добывающих и нагнетательных скважин – происходит разрушение системы разработки месторождения, что обязательно приводит к потере значительной части потенциально извлекаемых запасов нефти.

Одной из причин ограниченной долговечности (около 30 лет) в нашей стране является традиционное применение в нефтяных скважинах 5-дюймовых обсадных эксплуатационных колонн вместо необходимых 6–7-дюймовых. Никакой реальной экономии капитальных затрат применение 5-дюймовых колонн вместо 6-дюймовых не дает (уменьшение начальных капитальных затрат всего на 2 % при одновременном уменьшении начальной производительности на 2 %) при резком уменьшении надежности и долговечности скважин и всей системы разра-

ботки. Так, при потере герметичности в нескольких местах в 5-дюймовой колонне нельзя поместить новую эксплуатационную колонну, зацементировать ее, внутрь нее спустить эксплуатационные трубы и продолжать нормальную эксплуатацию в течение следующего срока (20–30 лет); а в 6-дюймовой, тем более в 7-дюймовой эксплуатационной колонне это можно сделать.

Другой причиной резкого снижения долговечности (с 30 лет до 10–20 лет) значительной части скважин, эксплуатирующих высокопродуктивные нефтяные пласты, может быть применение слишком густой сетки скважин, возникновение огромной избыточной производительности и возможность в течение многих лет обеспечивать плановую добычу нефти небольшой частью пробуренных скважин и соответственно (временная) ненужность остальной большей части скважин, недостаточное внимание к текущему и капитальному ремонту этих скважин, а в итоге – их преждевременное аварийное выбытие.

Далее необходимо остановить внимание на аналитическом учете ограниченной долговечности скважин. Такой учет долговечности осуществляется в применяемой нашей методике проектирования разработки нефтяных месторождений.

Введем следующие обозначения: рассматриваемый текущий момент времени (отсчет времени от начала процесса) обозначим t , годы (лет); среднюю долговечность скважины обозначим T_c , годы (лет); текущий дебит нефти рассматриваемой нефтяной залежи (или достаточно большой совокупности совместно работающих добывающих и нагнетательных скважин) обозначим q , т/год; амплитудный (начальный максимальный) этой же нефтяной залежи (совокупности скважин) будет q_0 , т/год и начальные извлекаемые запасы нефти залежи – Q_0 , т; n_0 и n – начальное и текущее число работающих скважин; K_3 – суммарный отбор нефти и F – расчетный суммарный отбор жидкости за время разработки нефтяной залежи в долях ее подвижных запасов нефти.

Будем рассматривать фиксированные условия разработки нефтяной залежи, когда все добывающие и нагнетательные скважины в начальный момент времени $t = 0$ были одновременно введены в работу и затем работали с постоянным забойным давлением (добывающие скважины с забойным давлением $P_{сз}$, которое равно или выше давления насыщения нефти газом $P_{сз} \geq P_{нас}$; нагнетательные скважины с забойным давлением $P_{сн}$, которое ниже давления гидроразрыва пласта $P_{сн} < P_{грп}$); каждая добывающая стабильно работает до достижения заданной предельной обводненности жидкости, после чего ее выключают

из работы; также стабильно работают нагнетательные, которые выключают из работы после выключения их добывающих. При этом (при стабильной разности забойных давлений $P_{\text{сн}} - P_{\text{сз}} = \text{const}$) динамика добычи нефти рассматриваемой нефтяной залежи зависит только от зональной неоднородности (наблюдающейся между скважинами и их эксплуатируемыми зонами) и послонной неоднородности (наблюдающейся по скважинам и в пределах их зон) нефтяных пластов; пока без учета ограниченной долговечности скважин (предполагая долговечность скважин неограниченно большой), хаотического их выбытия и неоднородности скважин по случившейся продолжительности работы.

При таких фиксированных условиях разработки нефтяной залежи ее дебит нефти q в момент времени t представляется следующей формулой:

$$q = q_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_0} \cdot t};$$

ее текущее число работающих скважин представляется формулой

$$n = n_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_0} \cdot t \cdot \frac{K_3}{2F}}.$$

В этих условиях формула числа выбывших скважин, выполнивших свою технологическую задачу по основному эксплуатационному объекту, которые можно использовать для разработки другого вышележащего возвратного эксплуатационного объекта, имеет следующий вид:

$$\Delta n_0 = n_0 - n = n_0 \cdot \left(1 - e^{-\frac{q_0}{Q_0} \cdot t \cdot \frac{K_3}{2F}} \right).$$

При учете ограниченной долговечности скважин T_c доля сохранения текущего дебита нефти и текущего числа работающих скважин представляется следующей формулой:

$$\sigma = e^{-\frac{1}{T_c} \cdot t}.$$

С учетом этой доли получаются формулы текущего дебита нефти и текущего числа работающих скважин рассматриваемой нефтяной залежи (основного эксплуатационного объекта)

$$q = q_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_0} \cdot t} \cdot \sigma = q_0 \cdot e^{-\left(\frac{q_0}{Q_0} \cdot t + \frac{t}{T_c}\right)} = q_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_0} \cdot t \cdot \left(1 + \frac{Q_0}{q_0 T_c}\right)};$$

$$n = n_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_0} \cdot t \cdot \frac{K_3}{2F}} \cdot \sigma = n_0 \cdot e^{-\left(\frac{q_0}{Q_0} \cdot t \cdot \frac{K_3}{2F} + \frac{t}{T_c}\right)} = n_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_0} \cdot t \cdot \left(\frac{K_3}{2F} + \frac{Q_0}{q_0 T_c}\right)};$$

при этом число выбывших из работы скважин (по основному объекту) будет

$$n_0 - n = n_0 \cdot \left(1 - e^{-\frac{q_0}{Q_0} \cdot t \cdot \left(\frac{K_3}{2F} + \frac{Q_0}{q_0 T_c}\right)}\right),$$

но число скважин, пригодных для дальнейшего использования (для перевода на возвратный объект), будет гораздо меньше, поскольку из общего выбытия скважин надо исключить аварийное выбытие, доля которого равна

$$\frac{\frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c}}{\frac{K_3}{2 \cdot F} + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c}};$$

с учетом этого числа скважин, пригодных для дальнейшего использования (для перевода на возвратный объект), будет

$$\begin{aligned} \Delta n_0 &= \left(1 - \frac{\frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c}}{\frac{K_3}{2 \cdot F} + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c}}\right) \cdot n_0 \cdot \left(1 - e^{-\frac{q_0}{Q_0} \cdot t \cdot \left(\frac{K_3}{2F} + \frac{Q_0}{q_0 T_c}\right)}\right) = \\ &= \frac{1}{1 + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c} \cdot \frac{2F}{K_3}} \cdot n_0 \cdot \left(1 - e^{-\frac{q_0}{Q_0} \cdot t \cdot \left(\frac{K_3}{2F} + \frac{Q_0}{q_0 T_c}\right)}\right). \end{aligned}$$

Для понимания сути процесса ввода в разработку возвратного эксплуатационного объекта за счет освободившихся скважин основного эксплуатационного объекта необходимо рассмотреть результаты расчетов для часто наблюдающихся условий, когда расчетная доля нефти в суммарном отборе жидкости равна $\frac{K_3}{F} = 0,5$. В этих расчетах были использованы формулы носительного дебита нефти по основному объекту

$$\frac{q}{q_0} = e^{-\frac{q_0}{Q_0} \cdot t \cdot \left(1 + \frac{Q_0}{q_0 T_c}\right)}$$

и формула доли скважин основного объекта, доступных для перевода на возвратный объект

$$\frac{\Delta n_0}{n_0} = \frac{1}{1 + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c} \cdot 4} \cdot \left(1 - e^{-\frac{q_0}{Q_0} \cdot t \cdot \left(\frac{1}{4} + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c} \right)} \right).$$

Расчеты по этим формулам были выполнены для нескольких значений долговечности скважин T_c , начального годового темпа отбора извлекаемых запасов нефти $\frac{q}{Q_0}$ и времени разработки t ; результаты расчетов представлены в табл. 2.8.

Таблица 2.8

Значения относительного дебита нефти по основному эксплуатационному объекту и доли скважин, доступных для перевода на возвратный

эксплуатационный объект $\frac{q_0}{Q_0} / \frac{\Delta n_0}{n_0}$

t , год (лет)	q_0 / Q_0 , 1/год			
	0,01	0,03	0,10	0,30
$T_c = \infty$ лет				
10	0,9048/0,0247	0,7408/0,0723	0,3679/0,2212	0,0498/0,5276
30	0,7408/0,0723	0,4066/0,2015	0,0498/0,5276	0,0001/0,6667
100	0,3679/0,2212	0,0498/0,5276	0,00005/0,9179	0,0000/0,9994
$T_c = 50$ лет				
10	0,7408/0,0224	0,6065/0,0656	0,3012/0,2013	0,0408/0,4842
30	0,4066/0,0545	0,2231/0,1532	0,0273/0,4116	0,0001/0,7438
100	0,0498/0,0994	0,0067/0,2553	0,0000/0,5494	0,0000/0,7894
$T_c = 30$ лет				
10	0,6486/0,0210	0,5310/0,0616	0,2637/0,1894	0,0357/0,4580
30	0,2728/0,0460	0,1497/0,1297	0,0183/0,3541	0,00005/0,6655
100	0,0132/0,0678	0,0018/0,1806	0,0000/0,4273	0,0000/0,6923

Без дублирования аварийно выбывших скважин предельная доля использования потенциально возможных извлекаемых запасов нефти равна

$$\Delta_Q = \frac{1}{1 + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c}},$$

предельная доля перевода скважин основного эксплуатационного объекта на возвратный эксплуатационный объект равна

$$\Delta_n = \frac{1}{1 + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c} \cdot \frac{2F}{K_3}},$$

в рассматриваемых конкретных условиях при $\frac{2F}{K_3} = 4$

$$\Delta_n = \frac{1}{1 + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c} \cdot 4}.$$

Результаты расчетов по последним формулам приведены в табл. 2.9.

Таблица 2.9

Значения доли потенциальных извлекаемых запасов нефти и доли перевода скважин на возвратный эксплуатационный объект Δ_Q/Δ_n

T_c , год (лет)	q_0/Q_0 , 1/год			
	0,01	0,03	0,10	0,30
∞	1,0/1,0	1,0/1,0	1,0/1,0	1,0/1,0
100	1,50/0,20	0,7500/0,4286	0,9091/0,7143	0,9677/0,8824
50	0,3333/0,1111	0,60/0,2727	0,8333/0,5556	0,9375/0,7895
30	0,2308/0,0698	0,4737/0,1837	0,750/0,4286	0,90/0,6923
20	0,1667/0,0476	0,3750/0,1304	0,6667/0,3333	0,8571/0,60

Анализ результатов, представленных в таблицах, показывает, что при низком годовом темпе отбора извлекаемых запасов нефти по основному эксплуатационному объекту (меньше 3 % в год, $\frac{q_0}{Q_0} \leq 0,03 - \frac{1}{\text{год}}$) нельзя планировать последующее использование скважин этого объекта для разработки вышележащих малопродуктивных нефтяных пластов, выделяя эти пласты в возвратный эксплуатационный объект, либо возврат оказывается практически невозможным.

Анализ результатов также показывает, что для достижения удовлетворительной нефтеотдачи пластов необходимо значительное увеличение долговечности скважин или неоднократное дублирование аварийно выбывших скважин.

Одним из эффективных средств увеличения долговечности скважин является применение 6–7-дюймовых обсадных эксплуатационных колонн вместо традиционно применяемых в нашей стране 5-дюймовых колонн.

Другим эффективным средством увеличения долговечности скважин является постоянная оптимизация их режимов работы, недопущение неоптимальных крайних аварийных режимов.

Но, наверное, самым главным средством увеличения долговечности скважин будет повышение качества их бурения и освоения.

При запроектированном годовом темпе отбора извлекаемых запасов нефти $\frac{q_0}{Q_0}$ технологически необходимое среднее время работы скважины равно

$$T_{\text{ср}} = \frac{Q_0}{q_0} \cdot \frac{2F}{K_3}.$$

При фактической средней долговечности скважины T_c общее число скважин, которое придется пробурить на нефтяной залежи, будет больше n_0 — числа скважин по проектной сетке не менее, чем во столько раз¹

$$v_n = \frac{T_{\text{ср}}}{T_c} = \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c} \cdot \frac{2F}{K_3}.$$

Но чтобы радикально уменьшить бурение скважин-дублеров, чтобы коэффициент v_n стал равным единице, фактическая долговечность скважин должна быть равна

$$T_c = \frac{Q_0}{q_0} \cdot \frac{2F}{K_3},$$

например, в конкретных рассмотренных условиях должна быть равна

$$T_c = \frac{Q_0}{q_0} \cdot 4;$$

при

¹ По нашему мнению, именно фактической ограниченной долговечностью скважин в сочетании с невысоким и средним годовым темпом отбора извлекаемых запасов нефти можно объяснить тот факт, что значительное (в 2–3 раза) сгущение проектной сетки скважин, произведенное по многим хорошо разрабатываемым нефтяным месторождениям, не дало заметного увеличения нефтеотдачи пластов. По этим месторождениям дополнительно пробуренные скважины фактически выполнили роль скважин-дублеров; они заменили переставшие эффективно работать ранее пробуренные скважины. Примерно так произошло по Ромашкинскому нефтяному месторождению в Татарии. По этому месторождению относительно невысокий годовой темп отбора извлекаемых запасов нефти (около 5 % в год) объясняется относительно невысокой продуктивностью девонских нефтяных пластов (которая примерно в 10 раз ниже продуктивности основных нефтяных пластов известного Самотлорского месторождения) и трехрядностью-многорядностью размещения добывающих скважин.

$$\frac{q_0}{Q_0} = 0,01 \frac{1}{\text{год}} \quad T_c = 400 \text{ лет};$$

при

$$\frac{q_0}{Q_0} = 0,10 \frac{1}{\text{год}} \quad T_c = 40 \text{ лет}$$

или при заданной фактической долговечности скважин T_c должен быть соответствующий годовой темп отбора извлекаемых запасов нефти

$$\frac{q_0}{Q_0} = \frac{2F}{K_3 \cdot T_c},$$

в конкретных рассматриваемых условиях

$$\frac{q_0}{Q_0} = \frac{4}{T_c};$$

при

$$T_c = 30 \text{ лет} \quad \frac{q_0}{Q_0} = 0,1333 \frac{1}{\text{год}};$$

при

$$T_c = 50 \text{ лет} \quad \frac{q_0}{Q_0} = 0,08 \frac{1}{\text{год}}.$$

Если не удастся достигнуть необходимых повышенных и высоких величин годового темпа отбора извлекаемых запасов нефти $\frac{q_0}{Q_0}$ и долговечности скважин T_c , то надо проектировать бурение скважин-дублеров, для чего ежегодно производить необходимые амортизационные отчисления (в размере $\frac{1}{T_c} \cdot Z_k$, где T_c – долговечность скважины, Z_k – капитальные затраты на строительство скважин проектной сетки, число которых равно n_0) и накапливать их в надежных банках.

В заключение надо сделать следующие *выводы*:

1. При проектировании разработки нефтяных месторождений обязательно надо оценивать и учитывать аварийное выбытие и среднюю долговечность скважин.

2. Одним из наиболее важных технических средств по уменьшению общих экономических затрат, по уменьшению ка-

питательных затрат за счет обоснованного уменьшения бурения скважин-дублеров и увеличению нефтеотдачи пластов является рациональное увеличение годового темпа отбора извлекаемых запасов нефти.

2.6. КОГДА ОБЪЕДИНЕНИЕ ПЛАСТОВ БЛАГОПРИЯТНО ВО ВСЕХ ОТНОШЕНИЯХ

Обычно считается, что объединение нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект имеет плюсы и минусы. Хорошо, что увеличивается амплитудный (начальный максимальный) дебит нефти добывающих скважин. Но плохо, что увеличивается неравномерность вытеснения нефти закачиваемой водой в добывающие скважины и при достижении заданной конечной нефтеотдачи пластов за счет увеличения отбора воды заметно или значительно увеличивается суммарный отбор жидкости. Получается, что при увеличении амплитудного дебита скважин заметно или значительно уменьшается средняя доля нефти в суммарном отборе жидкости и соответственно в дебите жидкости. Произведение амплитудного дебита на среднюю долю нефти дает средний дебит нефти добывающих скважин. Рациональными считаются такие технические мероприятия, в частности, такие объединения нефтяных пластов в эксплуатационные объекты, которые увеличивают средний дебит нефти, которые обеспечивают максимум среднего дебита. Таким образом, учитываются плюсы и минусы и отыскивается их рациональное сочетание.

Однако встречаются ситуации, когда объединение нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект благоприятно во всех отношениях: не только увеличивает амплитудный дебит нефти, но одновременно уменьшает неравномерность вытеснения нефти закачиваемой водой.

Будем рассматривать ситуацию, когда к основному нефтяному пласту или эксплуатационному объекту добавляется менее значительный пласт.

Основной нефтяной пласт (эксплуатационный объект) количественно характеризуется: средней проницаемостью $k_{ср}$, эффективной толщиной h и неравномерностью вытеснения нефти – квадратом коэффициента вариации V^2 . Добавляемый i -й нефтяной пласт тоже количественно характеризуется: средней проницаемостью k_{icp} , средней эффективной толщиной h_i и неравномерностью вытеснения нефти – квадратом коэффициента вариации V_i^2 .

Таким образом, рассматривается ситуация, когда неравномерность вытеснения по основному пласту больше, чем по двум пластам вместе. Это условие и определение неравномерности по двум пластам вместе представляется следующей формулой:

$$\begin{aligned} (1+V^2) > \frac{\frac{1}{h+h_i} \cdot \left[(1+V^2)(k_{cp}) \cdot h + (1+V_i^2)(k_{icp})^2 \cdot h_i \right]}{\frac{1}{(h+h_i)^2} \cdot (k_{cp} \cdot h + k_{icp} \cdot h_i)^2} = \\ = \frac{(1+V^2)(k_{cp})^2(1-\Delta) + (1+V_i^2)(k_{icp})^2\Delta}{\left[k_{cp}(1-\Delta) + k_{icp} \cdot \Delta \right]^2} = \\ = \frac{(1+V^2)(1-\Delta) + (1+V_i^2) \cdot x \cdot \Delta}{(1-\Delta + x \cdot \Delta)^2}. \end{aligned}$$

Отсюда получается $\frac{V^2-V_i^2}{1+V^2} > (1-\Delta) \cdot \left(\frac{1}{x} - 1 \right)^2$, возвращаемся к начальным обозначениям

$$\frac{V^2-V_i^2}{1+V^2} > \frac{h}{h+h_i} \cdot \left(\frac{k_{cp}}{k_{icp}} - 1 \right)^2.$$

При этом

$$(V^2 - V_i^2) > 0; V^2 > V_i^2; 1 > \frac{V^2 - V_i^2}{1 + V^2} > z; z = \frac{h}{h - h_i} \cdot \left(\frac{k_{cp}}{k_{icp}} - 1 \right)^2.$$

В табл. 2.10 приведем значения z для различных значений $\frac{h_i}{h}$ и $\frac{k_{icp}}{k_{cp}}$.

Таблица 2.10

$\frac{h_i}{h}$	Значения z при $\frac{k_{icp}}{k_{cp}}$						
	0,6	0,7	0,8	1,2	1,5	2,0	3,0
0,1	0,404	0,167	0,057	0,025	0,101	0,227	0,404
0,3	0,342	0,141	0,048	0,021	0,085	0,192	0,342
0,5	0,296	0,123	0,042	0,019	0,074	0,167	0,296
0,7	0,261	0,108	0,037	0,016	0,065	0,147	0,261
0,9	0,234	0,097	0,033	0,015	0,058	0,132	0,234

Из условия $\frac{V^2 - V_i^2}{1 + V^2} > z$ следует $V^2 - (1 + V^2) \cdot z > V_i^2$. При

$V^2 = 1$ и $z = 0,404$ должно быть $V_i^2 < 0,192$.

Таким образом, здесь были определены те условия, когда добавление к первому нефтяному пласту второго нефтяного пласта приводит к тому, что неравномерность вытеснения нефти закачиваемой водой по двум пластам вместе оказывается меньше, чем по первому нефтяному пласту. При этом было показано, что неравномерность вытеснения нефти по второму нефтяному пласту должна быть меньше, чем по первому нефтяному пласту, и на сколько меньше.

2.7. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЪЕДИНЕНИЯ ПЛАСТОВ

20–30 лет назад было время безудержного безоглядного объединения нефтяных пластов в общие эксплуатационные объекты с общей сеткой добывающих и нагнетательных скважин. Тогда на многопластовых нефтяных месторождениях выделяли минимальное число эксплуатационных объектов. С гидродинамической точки зрения вполне понятно, что всякое укрупнение эксплуатационных объектов (увеличение числа нефтяных пластов) приводит к увеличению начального максимального (амплитудного) дебита нефти на скважину. Однако при этом происходит увеличение сложности объектов, увеличение неравномерности вытеснения нефти вытесняющим агентом (обычно закачиваемой водой) и соответственно снижение доли нефти в суммарном отборе жидкости. При нерациональном объединении нефтяных пластов снижение доли нефти в суммарном отборе жидкости превосходит начальное увеличение амплитудного дебита нефти на скважину. Тогда средний дебит нефти на скважину при многих нефтяных пластах оказывается меньше, чем при немногих и единичных нефтяных пластах.

Как средство противостояния безграничному укрупнению эксплуатационных объектов нами в то время был предложен технологический критерий эффективности.

Но 10–20 лет назад ситуация коренным образом изменилась, и возникло массовое движение за разукрупнение эксплуатационных объектов, за выделение в эксплуатационные объекты немногих и даже единичных нефтяных пластов, невзирая на возникающие технологические и экономические проблемы.

Однако в наше время нельзя быть заведомо за или против укрупнения эксплуатационных объектов; каждый раз по каждому многопластовому месторождению надо проводить расчеты и на основе полученных результатов принимать решение.

К этому можно добавить, что такие расчеты по самой своей сути довольно сложны, поскольку важнейшим параметром является результирующая неравномерность (неоднородность) вытеснения нефти в добывающие скважины.

Как известно [8 (с. 112)], имеется технологический критерий эффективности проведения тех или иных технических мероприятий при разработке нефтяного месторождения. По этому критерию проведение рассматриваемого технического мероприятия считается эффективным, если за время разработки месторождения, при условии обязательного обеспечения утвержденной конечной нефтеотдачи пластов, достигается увеличение среднего дебита нефти на пробуренную скважину.

Понятно, что установленная по технологическому критерию эффективность технического мероприятия затем должна подтверждаться детальными расчетами динамики технологических и экономических показателей.

Именно такой порядок обоснования эффективности объединения нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект приводится здесь.

Будем рассматривать отдельную площадь нефтяного месторождения, в пределах которой повсеместно находятся 4 нефтяных пласта.

Будем рассматривать следующие 3 варианта выделения эксплуатационных объектов.

Вариант 1. Выделяются 4 эксплуатационных объекта. Сколько нефтяных пластов, столько объектов. Каждый объект имеет свою самостоятельную сетку добывающих и нагнетательных скважин.

Вариант 2. Выделяются 2 эксплуатационных объекта. Каждый объект состоит из 2 нефтяных пластов.

Вариант 3. Выделяется 1 эксплуатационный объект. Все 4 нефтяных пласта объединены в один общий эксплуатационный объект.

Ради простоты все объекты имеют одинаковые сетки добывающих и нагнетательных скважин с одинаковой площадью на скважину, с одинаковой схемой площадного заводнения (с одинаковым соотношением добывающих и нагнетательных скважин), с одинаковой разностью забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин.

Ради простоты принимаем, что у всех нефтяных пластов

одинаковая высоковязкая нефть и одинаковый коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, равный $\mu_0 = 21$.

Расчет основных технологических параметров по вариантам 1, 2 и 3 почти полностью представлен в табл. 2.11.

На рассматриваемой нефтяной площади четыре нефтяных пласта одинаковой толщины различаются по средней проницаемости. Соотношение их средних проницаемостей следующее: 1:1,8:2,2:3. Различие по средней проницаемости наиболее проницаемого и наименее проницаемого пластов в 3 раза. Совокупность значений 1, 1,8, 2,2 и 3 характеризуется квадратом коэффициента вариации $V_{***}^2 = 0,130$. Такую дополнительную неоднородность надо учитывать при объединении в один общий эксплуатационный объект 4-х пластов, различных по средней проницаемости. При выделении 2-х эксплуатационных объектов, каждый по 2 пласта, такая дополнительная неоднородность равна $V_{***}^2 = 0,053$. Понятно, что при одинаковой средней проницаемости объединяемых пластов или отказе от объединения пластов такая неоднородность равна нулю $V_{***}^2 = 0,000$.

Определение коэффициентов корректировки v для начальных извлекаемых запасов нефти и v_F для расчетных начальных извлекаемых запасов жидкости:

на основе формулы для текущего дебита нефти

$$q = q_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_0} \cdot t} = q_0 \cdot \left(1 - \frac{Q_D}{Q_0}\right) = q_0 \cdot \left(1 - \frac{Q_{00}}{Q_{00} \cdot v}\right)$$

и формулы для расчетного текущего дебита жидкости

$$q_F = q_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_{F0}} \cdot t} = q_0 \cdot \left(1 - \frac{Q_{FD}}{Q_{F0}}\right) = q_0 \cdot \left(1 - \frac{Q_{F00}}{Q_{F00} \cdot v_F}\right)$$

для момента достижения A – расчетной предельной доли агента и завершения разработки нефтяной залежи получается

$$(1 - A) = \frac{q}{q_F} = \frac{1 - \frac{1}{v}}{1 - \frac{1}{v_F}}; \quad v_F = \frac{(1 - A) \cdot v}{1 - A \cdot v};$$

на основе формул для накопленного отбора нефти и расчетного накопленного отбора жидкости и их преобразования

$$Q_D = Q_0 \cdot \left(1 - e^{-\frac{q_0}{Q_0}}\right) = Q_{00} \cdot v \cdot \left(1 - e^{-\frac{q_0}{Q_{00} \cdot v} \cdot t}\right) = Q_{00} \cdot v \cdot \left(1 - e^{-\tau \cdot \frac{1}{v}}\right) = Q_{00};$$

$$Q_{FD} = Q_{F0} \cdot \left(1 - e^{-\frac{q_0}{Q_{F0}}}\right) = Q_{F00} \cdot v_F \cdot \left(1 - e^{-\frac{q_0}{Q_{00}} \cdot \frac{K_3}{F \cdot v_F} \cdot t}\right) =$$

$$= Q_{F00} \cdot v_F \cdot \left(1 - e^{-\tau \cdot \frac{K_3}{F \cdot v_F}}\right) = Q_{F00};$$

$$v \cdot \left(1 - e^{-\tau \cdot \frac{1}{v}}\right) = 1; \quad v_F \cdot \left(1 - e^{-\tau \cdot \frac{K_3}{F \cdot v_F}}\right) = 1;$$

$$\left(1 - \frac{1}{v}\right) = e^{-\tau \cdot \frac{1}{v}}; \quad \left(1 - \frac{1}{v_F}\right) = e^{-\tau \cdot \frac{1}{v_F} \cdot \frac{K_3}{F}};$$

$$\left(1 - \frac{1}{v}\right)^{\frac{1}{v}} = \left(1 - \frac{1}{v_F}\right)^{v_F \cdot \frac{F}{K_3}} = \left(1 - \frac{1 - A \cdot v}{(1 - A) \cdot v}\right)^{\frac{(1 - A) \cdot v}{1 - A \cdot v} \cdot \frac{F}{K_3}},$$

получена необходимая формула, расчеты по которой проводятся итерационным путем,

$$(1 - A) = \left(1 - \frac{1}{v}\right)^{(B + C \cdot v)},$$

где $B = 1 - \frac{K_3}{(1 - A) \cdot F}$ и $C = \frac{A}{(1 - A)} - \frac{K_3}{F}$;

при заданных значениях A , K_3 и F отыскивается величина v , а затем определяется величина v_F по формуле

$$v_F = \frac{(1 - A) \cdot v}{1 - A \cdot v}.$$

В табл. 2.11 вносятся величины v и v_F , затем величины $Q_0^1 = Q_\pi^1 \cdot K_3 \cdot v$ и $Q_{F0}^1 = Q_\pi^1 \cdot F \cdot v_F$, затем величины годовых темпов (интенсивностей) отборов извлекаемых запасов нефти и расчетных извлекаемых запасов жидкости $I = \frac{q_0^1}{Q_0^1 + 0,5 \cdot q_0^1}$ и $I_F = \frac{q_0^1}{Q_{F0}^1 + 0,5 \cdot q_0^1}$, а

также величины $N_0^1 = \frac{2 \cdot Q_{F0}^1}{q_0^1}$ и $I_N = \frac{q_0^1}{2 \cdot Q_{F0}^1 + 0,5 \cdot q_0^1}$ для уравнения числа работающих скважин.

Таблица 2.11

Расчет основных технологических параметров при объединении нефтяных пластов в эксплуатационные объекты

Параметры	Варианты разработки многопластового месторождения		
	1	2	3
Число эксплуатационных объектов	4	2	1
Число пластов в эксплуатационном объекте $n_{пл}$	1	2	4
Число слоев в объекте $n_{сл}$	2	4	8
Внутрислойная зональная неоднородность $V_{зс}^2$	1,4	1,4	1,4
Расчет межслойной неоднородности V_{**}^2	$\frac{V_{зс}^2 + 1}{\frac{V_{зс}^2}{n_{сл}} + 1} - 1 = 0,412$	$\frac{V_{зс}^2 + 1}{\frac{V_{зс}^2}{n_{сл}} + 1} - 1 = 0,778$	$\frac{V_{зс}^2 + 1}{\frac{V_{зс}^2}{n_{сл}} + 1} - 1 = 1,043$
Внутрислойная неоднородность (неравномерность) V_*^2	0,25	0,25	0,25
Межпластовая неоднородность по их средней проницаемости V_{***}^2	0,000	0,053	0,130
Расчетная послойная неоднородность $V^2 = (V_*^2 + 1)(V_{**}^2 + 1)(V_{***}^2 + 1) - 1$	0,769	1,340	1,886
$K_{зн}$	0,226	0,146	0,110
$K_{зк}$	0,875	0,778	0,703
$\Delta K_3 = K_{зк} - K_{зн}$	0,650	0,632	0,593
Весовая предельная обводненность A_2	0,9		
Коэффициент различия физических свойств μ_0	21	21	21
Расчетная предельная обводненность A	0,3		
Коэффициент использования подвижных запасов нефти K_3	0,422	0,422	0,422
Определение расчетной предельной обводненности $A = \frac{0,422 - K_{зн}}{K_{зк} - K_{зн}}$	0,3	0,437	0,525

Продолжение табл. 2.11

Параметры	Варианты разработки многопластового месторождения		
	1	2	3
Определение расчетного накопленного отбора жидкости в долях подвижных запасов $F = K_{\text{зн}} - (K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) \cdot \ln(1 - A)$	0,4585	0,5091	0,5522
Определение весового накопленного отбора жидкости в долях подвижных запасов нефти $F_2 = K_3 + (F - K_3) \cdot \mu_0$	1,1881	2,2511	3,1482
Весовая доля нефти в накопленном отборе жидкости $\frac{K_3}{F_2}$	0,3552	0,1875	0,1340
Критерий рациональности по расчетной доле нефти $n_{\text{пл}} \cdot \frac{K_3}{F_2}$	0,9204	<1,6578<	3,0569
Критерий рациональности по весовой доле нефти $n_{\text{пл}} \cdot \frac{K_3}{F_2}$	0,3552	<0,375<	0,536
Амплитудный дебит нефти на пробуренную скважину $q_0^1 \frac{\text{тыс. т}}{\text{год}}$	1,25	2,5	5,0
Подвижные запасы нефти на пробуренную скважину $Q_{\pi}^1, \text{ тыс. т}$	25	50	100
v	1,016	1,0857	1,136
v_F	1,023	1,1631	1,337
Q_0^1	10,719	22,908	47,939
Q_{F0}^1	11,726	29,607	73,829
$N_0^1 = \frac{2 \cdot Q_{F0}^1}{q_0^1}$	18,762	23,686	29,532
Годовой темп отбора извлекаемых запасов нефти I	0,1102	0,1035	0,0991
Годовой темп отбора расчетных извлекаемых запасов жидкости I_F	0,1012	0,0810	0,0665
Годовой темп истощения запаса скважино-лет работы	0,0529	0,0413	0,0333

Продолжение табл. 2.11

Параметры	Варианты разработки многопластового месторождения		
	1	2	3
Уравнение добычи нефти $q^{(t)} = I \cdot \left(Q_0^1 \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right)$	$q^{(t)} = 0,1102 \times$ $\times \left(10,719 \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right)$	$q^{(t)} = 0,1035 \times$ $\times \left(22,908 \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right)$	$q^{(t)} = 0,0991 \times$ $\times \left(47,939 \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right)$
Уравнение добычи жидкости $q_{F2}^{(t)} = q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)}) \cdot \mu_0,$ $q_F^{(t)} = I_F \cdot \left(Q_{0F}^1 \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^{(i)} \right)$	$q_F^{(t)} = 0,1012 \times$ $\times \left(11,726 \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^{(i)} \right)$	$q_F^{(t)} = 0,0810 \times$ $\times \left(29,607 \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^{(i)} \right)$	$q_F^{(t)} = 0,0655 \times$ $\times \left(73,829 \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^{(i)} \right)$
Уравнение действующего числа скважин $n^{(t)} = I_N \cdot \left(N_0^1 \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right)$	$n^{(t)} = 0,0519 \times$ $\times \left(18,762 \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right)$	$n^{(t)} = 0,0413 \times$ $\times \left(23,686 \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right)$	$n^{(t)} = 0,0333 \times$ $\times \left(29,532 \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right)$

Экономические величины:

выручка в t -м году

$$C_k \cdot q^{(t)} = 150 \cdot q^{(t)} \text{ тыс. \$};$$

$C_k = 150 \frac{\$}{\text{т}}$ – цена 1 т нефти; $q^{(t)}$ – годовая добыча нефти в тыс. т;

капитальные затраты в t -м году

$$Z_k^1 \cdot \Delta n_0^{(t)} = 500 \cdot \Delta n_0^{(t)};$$

$Z_k^1 = 500 \frac{\text{тыс. \$}}{\text{скв.}}$ – капитальные затраты на 1 скважину; $\Delta n_0^{(t)}$ – число скважин, пробуренных и введенных в действие в t -м году;

текущие затраты в t -м году

$$Z_T^* \cdot n^{(t)} + Z_T^{**} \cdot q_{F2}^{(t)} = 10 \cdot n^{(t)} + 2,5 \cdot q_{F2}^{(t)};$$

$Z_T^* = 10$ тыс. \$ – годовые текущие затраты на эксплуатацию 1 скважины; $n^{(t)}$ – число действующих скважин; $Z_T^{**} = 2,5 \frac{\$}{\text{т}}$ –

текущие затраты на 1 т жидкости; $q_{F2}^{(t)}$ – весовой дебит жидкости в тыс. т в t -м году;

формула потока наличных денег в t -м году

$$\begin{aligned} \Pi^{(t)} &= C_k \cdot q^{(t)} - \mathcal{Z}_k^1 \cdot \Delta n_0^{(t)} - \mathcal{Z}_T^* \cdot n^{(t)} - \mathcal{Z}_T^{**} \cdot q_{F2}^{(t)} = \\ &= 150 \cdot q^{(t)} - 500 \cdot \Delta n_0^{(t)} - 10 \cdot n^{(t)} - 2,5 \cdot q_{F2}^{(t)}; \end{aligned}$$

накопленный поток наличных денег

$$\sum_{i=1}^t \Pi^{(i)};$$

дисконтированный поток наличных денег в t -м году

$$\frac{\Pi^{(t)}}{(1+\lambda)^{t-1}} = \frac{\Pi^{(t)}}{1,1^{t-1}};$$

накопленный дисконтированный поток наличных денег

$$\sum_{i=1}^{t-1} \frac{\Pi^{(i)}}{(1+\lambda)^{i-1}} = \sum_{i=1}^{t-1} \frac{\Pi^{(i)}}{1,1^{i-1}}$$

По представленным формулам рассчитана динамика технологических и экономических показателей по трем вариантам разработки нефтяной площади с различным объединением нефтяных пластов в эксплуатационные объекты. Результаты расчетов по вариантам 1, 2 и 3 представлены в табл. 2.12, 2.13 и 2.14.

Анализ полученных результатов показывает, что по рассматриваемой нефтяной площади, как по технологическому критерию, так и по интегральному экономическому показателю, наиболее эффективным является вариант 3 с объединением всех нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект.

Таким образом, здесь довольно подробно был показан расчет технологической и экономической эффективности объединения нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект на примере отдельной площади многопластового нефтяного месторождения для условий, близких к реальным, когда повышенные и высокие величины послойной и зональной неоднородностей пластов, низкая продуктивность нефтяных пластов и высокая вязкость пластовой нефти (вязкость нефти в 80 раз выше вязкости воды), современные величины экономических параметров – цены нефти, капитальных и текущих затрат, коэффициента дисконтирования. Но поскольку оценивается об-

$$1 \nmid \hat{I} \hat{E}^{\dagger} 2.12$$

В а р и а н т 1 разработки многопластового месторождения

$$\dot{A}x \dot{I} \dot{O} \dot{I} \dot{O} \text{ „} \ddot{E} \sim \dot{A} \dot{O} \dot{I} \ddot{E} \hat{A} \ddot{E} \quad \dot{y} \dot{I} \dot{O} \dot{I} \dot{O} \dot{I} \ddot{E} \sim \dot{A} \dot{O} \dot{I} \ddot{E} \hat{A} \quad \dot{O} \dot{O} \dot{I} \ddagger \dot{A} \ddagger \dot{U} \hat{A} \dot{I} \ddot{E}$$

\tilde{E}	Δn_0	n_0	$q_{\tilde{e}0}^{(i)}, \tilde{U}/\tilde{U}_0$	$q_F^{(i)}$	$n^{(i)}$	$q_{F2'}^{(i)}, \tilde{U}/\tilde{U}_0$	$\zeta, \%$	$q_b^{(i)}, \tilde{I}3/\tilde{U}_0$	$\tilde{e}^{(it)}, \tilde{U}_0/\tilde{U}_0$	$\Sigma \tilde{e}^{(i)}, \tilde{U}_0/\tilde{U}_0$	$\tilde{e}^{(i)}/1, i=1, \tilde{U}_0/\tilde{U}_0$	$\Sigma \tilde{e}^{(i)}/1, i=1, \tilde{U}_0/\tilde{U}_0$
1	40	20	23,623	23,734	19,482	25,9647	9	28,327	-16716,36	-16716,36	-16716,36	-16716,36
2	40	60	68,265	68,800	57,436	79,5039	14	86,330	-10533,42	-27249,78	-9575,84	-26292,20
3	40	100	107,988	109,304	93,418	135,6327	20	146,431	-5075,12	-32324,90	-4194,31	-30486,51
4	40	140	143,334	145,708	127,532	193,2064	26	207,540	-258,31	-32583,20	-194,07	-30680,58
5	40	180	174,785	178,428	159,874	251,2935	30	268,772	3990,73	-28592,48	2725,72	-27954,86
6	40	220	202,770	207,836	190,537	309,1434	34	329,420	7737,31	-20855,17	4804,26	-23150,60
7	40	260	227,672	234,267	219,607	366,1584	38	388,926	11039,34	-9815,83	6231,42	-16919,18
8	40	300	249,830	258,022	247,168	421,8697	41	446,853	13948,13	4132,30	7157,60	-9761,50
9	40	340	269,546	279,373	273,297	475,9170	43	502,872	16509,17	20641,47	7701,65	-2059,94
10	40	380	287,090	298,563	298,070	528,0307	46	556,740	18762,72	39404,19	7957,23	5897,29
11	0	400	279,078	292,077	302,074	552,0521	49	579,960	37460,84	76865,03	14442,78	20340,07
12	0	400	248,326	262,513	286,387	546,2400	55	571,073	33019,50	109884,53	11573,13	31913,20
13	0	400	220,963	235,941	271,515	535,4994	59	557,596	29090,61	138975,14	9269,16	41182,36
14	0	400	196,615	212,059	257,415	520,9369	62	540,598	25615,82	164590,95	7419,99	48602,35
15	0	400	174,950	190,595	244,048	503,4805	65	520,976	22543,38	187134,33	5936,38	54538,73
16	0	400	155,673	171,303	231,374	483,9043	68	499,472	19827,38	206961,72	4746,52	59285,25
17	0	400	138,519	153,963	219,359	462,8512	70	476,703	17427,14	224388,85	3792,65	63077,90
18	0	400	123,256	138,379	207,968	440,8517	72	453,177	15306,54	239695,39	3028,32	66106,22
19	0	400	109,674	124,372	197,168	418,3407	74	429,308	13433,58	253128,97	2416,15	68522,36
20	0	400	97,589	111,784	186,929	395,6718	75	405,431	11779,89	264908,86	1926,11	70448,47
21	0	400	86,836	100,469	177,222	373,1294	77	381,813	10320,32	275229,18	1534,05	71982,52
22	0	400	77,267	90,299	168,019	350,9396	78	358,666	9032,56	284261,75	1220,58	73203,10
23	0	400	68,753	81,159	159,293	329,2792	79	336,155	7896,85	292158,60	970,10	74173,19

24	0	400	61,177	72,944	151,021	308,2839	80	314,402	6895,67	299054,27	770,10	74943,29
25	0	400	54,436	65,561	143,179	288,0546	81	293,498	6013,50	305067,78	610,52	75553,81
26	0	400	48,438	58,925	135,743	268,6636	82	273,507	5236,59	310304,36	483,32	76037,13
27	0	400	43,100	52,960	128,694	250,1592	83	254,469	4552,73	314857,09	382,00	76419,13
28	0	400	38,351	47,600	122,011	232,5703	84	236,405	3951,15	318808,24	301,38	76720,51
29	0	400	34,125	42,782	115,675	215,9098	84	219,322	3422,27	322230,52	237,31	76957,83
30	0	400	30,365	38,451	109,668	200,1775	85	203,214	2957,63	325188,15	186,45	77144,27
31	0	400	27,019	34,559	103,973	185,3630	85	188,065	2549,73	327737,88	146,12	77290,39
32	0	400	24,042	31,061	98,574	171,4478	86	173,852	2191,93	329929,81	114,20	77404,59
33	0	400	21,393	27,917	93,455	158,4070	86	160,546	1878,34	331808,15	88,96	77493,55
34	0	400	19,035	25,091	88,602	146,2109	87	148,114	1603,77	333411,92	69,05	77562,61
35	0	400	16,938	22,552	84,001	134,8264	87	136,520	1363,62	334775,54	53,38	77615,98
36	0	400	15,072	20,269	79,638	124,2179	88	125,725	1153,80	335929,34	41,06	77657,04
37	0	400	13,411	18,217	75,503	114,3484	88	115,689	970,72	336900,06	31,40	77688,44
38	0	400	11,933	16,373	71,582	105,1799	89	106,373	811,19	337711,26	23,86	77712,30
39	0	400	10,618	14,716	67,885	96,6744	89	97,736	672,39	338383,65	17,98	77730,27
40	0	400	9,448	13,227	64,341	88,7939	89	89,739	551,83	338935,48	13,41	77743,69
41	0	400	8,407	11,888	60,999	81,5012	90	82,342	447,31	339382,79	9,88	77753,57
èÜÏ - Ï ‡			4219,711			11870,687		12292,658				

і ґ. ІЕґ 2.13

В а р и а н т 2 разработки многопластового месторождения
і АхІ ОІ О „Е~А ОІ ЕА Е ґ і ОІ ОІ Е~А ОІ ЕА О ОІ ґАґ УАІ Е

ЕО%°	Δn ₀	n ₀	q ^(і) Ўò. Ў/ „0%	q _г ^(і)	n ^(і)	q _г ^(і) Ўò. Ў/„0%	С, %	q _г ^(і) Ўò. Із /„0%	è ^(і) Ўò. \$	Σè ^(і) , Ўò \$	è ^(і) / 1,1 ^{і-1} , Ўò. \$	Σè ^(і) / 1,1 ^{і-1} , Ўò. \$
1	20	10	23,707	23,987	9,794	29,5673	20	31,938	-6615,73	-6615,73	-6615,73	-6615,73
2	20	30	68,669	70,017	28,976	96,9707	29	103,838	-231,84	-6847,57	-210,76	-6826,49
3	20	50	108,977	112,318	47,365	179,1381	39	190,036	5425,11	-1422,46	4483,46	-2342,93
4	20	70	145,114	151,194	64,994	272,7806	47	287,292	10435,25	9012,79	7840,16	5497,23
5	20	90	177,511	186,920	81,895	375,0925	53	392,844	14870,03	23882,82	10156,43	15653,66
6	20	110	206,556	219,753	98,097	483,6893	57	504,345	18793,17	42676,00	11669,08	27322,74
7	20	130	232,594	249,926	113,628	596,5540	61	619,813	22261,47	64937,47	12566,02	39888,76
8	20	150	255,938	277,655	128,518	711,9887	64	737,582	25325,55	90263,02	12996,01	52884,77
9	20	170	276,866	303,138	142,793	828,5732	67	856,260	28030,54	118293,56	13076,45	65961,23
10	20	190	295,628	326,557	156,477	945,1278	69	974,691	30416,63	148710,19	12899,62	78860,85
11	0	200	288,741	324,092	159,802	1031,1133	72	1059,987	39135,36	187845,55	15088,38	93949,23
12	0	200	258,859	297,841	153,195	1077,4689	76	1103,355	34603,26	222448,81	12128,23	106077,46
13	0	200	232,070	273,716	146,862	1106,6288	79	1129,836	30575,29	253024,10	9742,23	115819,69
14	0	200	208,053	251,545	140,791	1121,3769	81	1142,182	26996,60	280020,70	7819,95	123639,64
15	0	200	186,522	231,169	134,971	1124,1276	83	1142,780	23818,21	303838,91	6272,08	129911,72
16	0	200	167,218	212,445	129,391	1116,9707	85	1133,693	20996,43	324835,35	5026,38	134938,10
17	0	200	149,913	195,237	124,042	1101,7109	86	1116,702	18492,26	343327,60	4024,45	138962,55
18	0	200	134,399	179,423	118,914	1079,9032	88	1093,343	16270,88	359598,48	3219,11	142181,66
19	0	200	120,490	164,889	113,998	1052,8835	89	1064,932	14301,25	373899,74	2572,21	144753,86
20	0	200	108,020	151,533	109,285	1021,7962	89	1032,598	12555,68	366455,41	2052,95	146806,82
21	0	200	96,841	139,259	104,768	987,6182	90	997,302	11009,45	397464,86	1636,48	148443,30
22	0	200	86,819	127,979	100,437	951,1802	91	959,862	9640,54	407105,41	1302,73	149746,03
23	0	200	77,834	117,613	96,284	913,1858	91	920,969	8429,31	415534,72	1035,51	150781,54
24	0	200	69,779	108,086	92,304	874,2276	92	881,206	7358,25	422892,97	821,76	151603,30
25	0	200	62,558	99,331	88,488	834,8018	93	841,058	6411,76	429304,74	650,96	152254,26
26	0	200	56,084	91,285	84,830	795,3213	93	800,930	5575,93	434880,67	514,64	152768,89
27	0	200	50,279	83,891	81,323	756,1266	93	761,155	4838,37	439719,04	405,97	153174,86
28	0	200	45,076	77,096	77,961	717,4961	94	722,004	4188,05	443907,09	319,46	153494,31
29	0	200	40,411	70,851	74,738	679,6541	94	683,695	3615,15	447522,24	250,69	153745,00
еґІ І ґ			4231,528			22863,074		23286,227				

í þ. ÎË~† 2.14

В а р и а н т 3 разработки многопластового месторождения

í ÂxÌ ÓÎ Ó „Ë~ÂÒÍËÂ Ë ý Í ÓÎ ÓÎ Ë~ÂÒÍËÂ Ó Ó Í † Á † Ú Â Î Ë

É0‰°	Δn ₀	n ₀	q ⁽¹⁾ Ú ò. Ú/ „0‰	q _F ⁽⁰⁾	n ⁽¹⁾	q _{F2} ⁽⁰⁾ Ú ò. Ú/„	B, %	q _b ⁽¹⁾ Ú ò. Í 3/„0‰	è ⁽¹⁾ Ú ò. \$	Σè ⁽¹⁾ , Ú ò. \$	è ⁽¹⁾ / 1,1 ⁱ⁻¹ , Ú ò. \$	Σè ⁽¹⁾ / 1,1 ⁱ⁻¹ , Ú ò. \$
1	10	5	23,761	24,183	4,917	32,6172	27	34,993	-1566,57	-1566,57	-1566,57	-1566,57
2	10	15	68,927	70,964	14,587	111,6916	38	118,584	4914,02	3347,45	4467,29	2900,72
3	10	25	109,617	114,680	23,936	215,9558	49	226,918	10663,25	14010,70	8812,60	11713,32
4	10	35	146,272	155,533	32,973	340,7491	57	355,376	15759,24	29769,94	11840,15	23553,47
5	10	45	179,294	193,709	41,709	482,0144	63	499,944	20272,01	50041,95	13846,06	37399,53
6	10	55	209,043	229,385	50,154	636,2294	67	657,134	24264,30	74306,25	15066,22	52465,75
7	10	65	235,842	262,723	58,318	800,3447	71	823,929	27792,30	102098,54	15688,03	68153,78
8	10	75	259,985	293,878	66,210	971,7287	73	997,727	30906,35	133004,90	15859,84	84013,62
9	10	85	281,735	322,991	73,839	1148,1191	75	1176,293	33651,52	166656,42	15698,68	99712,31
10	10	95	301,328	350,197	81,214	1327,5786	77	1357,711	36068,16	202724,58	15296,42	115008,73
11	0	100	295,219	351,439	83,427	1475,8392	80	1505,361	39758,92	242483,50	15328,79	130337,51
12	0	100	265,954	328,416	80,649	1577,6620	83	1604,257	35142,40	277625,90	12317,20	142654,71
13	0	100	239,590	306,901	77,963	1653,1365	86	1677,095	31025,97	308651,87	9885,83	152540,54
14	0	100	215,839	286,796	75,367	1705,9396	87	1727,523	27357,34	336009,21	7924,45	160464,99
15	0	100	194,443	268,008	72,857	1739,3137	89	1758,758	24089,59	360098,80	6343,54	166808,53
16	0	100	175,168	250,451	70,431	1756,1147	90	1773,631	21180,58	381279,38	5070,46	171878,99
17	0	100	157,803	234,044	68,086	1758,8545	91	1774,635	18592,52	399871,90	4046,27	175925,26
18	0	100	142,160	218,712	65,818	1749,7389	92	1763,955	16291,53	416163,42	3223,19	179148,46
19	0	100	128,068	204,384	63,627	1730,7022	93	1743,509	14247,18	430410,61	2562,48	181710,94
20	0	100	115,373	190,995	61,508	1703,4368	93	1714,974	12432,23	442842,83	2032,77	183743,70
21	0	100	103,936	178,483	59,460	1669,4212	94	1679,815	10822,21	453665,05	1608,65	185352,36
22	0	100	93,633	166,790	57,480	1629,9438	94	1639,307	9395,23	463060,28	1269,58	186621,94
23	0	100	84,351	155,864	55,566	1586,1248	95	1594,560	8131,65	471191,93	998,94	187620,88
24	0	100	75,989	145,653	53,715	1538,9352	95	1546,534	7013,88	478205,81	783,30	188404,18
25	0	100	68,456	136,111	51,926	1489,2146	95	1496,060	6026,14	484231,95	611,81	189015,99
26	0	100	61,670	127,195	50,197	1437,6862	96	1443,853	5154,35	489386,30	475,73	189491,71
èÚÎ - Î †			4233,456			32269,093		32692,438				

щая экономическая эффективность объединения пластов, то поток наличных денег не разделяется на две части – государству и инвестору.

Накопленный поток наличных денег по варианту 1 достигает 339,4 млн. \$, по варианту 2 – 447,5 млн. \$ и по варианту 3 – 489,4 млн. \$,

Дисконтированный накопленный поток наличных денег по варианту 1 достигает 77,8 млн. \$, по варианту 2 – 153,7 млн. \$ и по варианту 3 – 189,5 млн. \$.

При этом было учтено, что при суммарном отборе нефти, одинаковом по всем трем вариантам и равном 4,22 млн. т, суммарный отбор жидкости по варианту 1 составляет 11,9 млн. т, по варианту 2 – 22,9 млн. т и по варианту 3 – 32,7 млн. т.

Итак, здесь для конкретных реальных обстоятельств была показана эффективность объединения четырех нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект.

Здесь был представлен метод расчета технологической и экономической эффективности объединения нефтяных пластов в эксплуатационные объекты, который может быть использован при проектировании разработки нефтяных месторождений.

2.8. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОБЪЕДИНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ НА ЕНОРУССКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Главным аргументом в пользу объединения нескольких нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект с общей сеткой добывающих и нагнетательных скважин является уменьшение капитальных затрат – уменьшение острой потребности в кредитах в начальный экономически самый трудный период разработки нефтяного месторождения.

Если нефтяные пласты обладают низкой и ультранизкой продуктивностью и разработка каждого из них в отдельности самостоятельной сеткой добывающих и нагнетательных скважин оказывается экономически нерентабельной и поэтому практически невозможной, то многопластовость месторождения надо считать большим благом, поскольку она дает шанс путем объединения нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект получить процесс добычи нефти экономически рентабельный и поэтому практически возможный. Таким образом, удастся сделать нужными и ввести в промышленное использование большие запасы нефти, исчисляемые многими

миллионами тонн, давным-давно разведанные, известные 10, 20 и даже 40 лет и до того бывшие ненужными.

Однако надо ясно понимать, что технология эксплуатации многопластовых скважин несравненно сложнее технологии эксплуатации однопластовых скважин, потому что аварийность, малозаметная у однопластовых скважин, например, равная 10 %, у многопластовых становится явно заметной, достигая у четырехпластовых скважин 35 %. Применение многопластовых скважин требует повышения квалификации работающих в бурении, освоении и эксплуатации скважин; требует постоянного контроля за работой и регулярных исследований скважин. Но на многопластовых месторождениях с многослойными пластами, расчлененными непроницаемыми прослоями, применение многопластовых скважин может быть значительно эффективнее применения горизонтальных скважин. В таких условиях многопластовые скважины превосходят горизонтальные по дебиту нефти; к тому же они проще контролируемые, регулируемые и ремонтируемые.

Енорускинское нефтяное месторождение было открыто в 1962 г. В 1984 г. 8 разведочных скважин этого месторождения были введены в эксплуатацию, которая продолжалась 7 лет, включая 1990 год. Результаты эксплуатации разведочных скважин представлены в табл. 2.15.

За первые 4 года добыто нефти 26 726 т при среднем дебите скважины 2,69 т/сут.

Таблица 2.15

**Результаты эксплуатации разведочных скважин
на Енорускинском нефтяном месторождении в 1984–1990 гг.**

Номер скважины Пласт	Годовая добыча нефти, т/число рабочих дней в году по годам						
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
53 Верей	939/121	243/365	1442/360	848/365	147/366	103/365	102/364
54 Тула	1017/217	214/365	698/361	1090/365	116/185	1002/356	291/364
82 Тула	1362/345	2048/365	4273/355	1335/365	169/366	90/318	102/364
84 Бобрик	777/199	180/364	1264/363	1201/365	169/366	617/244	367/364
158 Верей	496/201	130/365	469/365	685/365	135/366	89/320	103/364
188 Верей	609/195	151/364	704/364	848/365	147/366	102/361	103/364
192 Башкир		2161/362	36/363	848/365	147/366	167/365	246/364
196 Верей	103/90	166/207	24/365	365/341	62/366	36/365	36/364
Сумма	5303/ 1368	5293/ 2757	8910/ 2898	7220/ 2896	1092/ 2747	2206/ 2703	1350/ 2912
Средний дебит скважины, т/сут	3,88	1,92	3,07	2,49	0,40	0,82	0,46

В 1996 г. РИТЭК получил лицензию на разработку Енорускинского месторождения.

7 бывших разведочных скважин в октябре 1996 г. дали нефти 1905 т при среднем дебите скважины 8,8 т/сут, 9 бывших разведочных скважин в январе 1997 г. дали 2998 т нефти при среднем дебите скважины 10,7 т/сут и в мае 1997 г. дали нефти 3862 т при среднем дебите скважины 12,8 т/сут, 10 разведочных скважин в октябре 1997 г. дали 3591 т нефти при среднем дебите скважины 10,5 т/сут, те же скважины в январе 1998 г. дали 3043 т нефти при среднем дебите 8,9 т/сут, 11 бывших разведочных скважин в мае 1998 г. дали 3008 т нефти при среднем дебите 7,5 т/сут, 12 бывших разведочных скважин в октябре 1998 г. дали 3402 т нефти при среднем дебите 7,8 т/сут и в январе 1999 г. дали 3079 т нефти при среднем дебите 7,1 т/сут.

С середины 1996 г. до января 1998 г. по бывшим разведочным скважинам было отобрано нефти 91 529 т, было отработано 304 скважино-месяца, средний дебит нефти одной скважины составил 9,87 т/сут.

С января 1999 г. до июня 2000 г. средний дебит нефти на 1 работающую бывшую разведочную скважину снизился с 7,1 т/сут до 5,9 т/сут.

За 4 года, с середины 1996 г. до середины 2000 г., когда разработка Енорускинского месторождения осуществлялась РИТЭК, средний дебит нефти на одну бывшую разведочную скважину составил 8,6 т/сут. Этот дебит нефти в 3 с лишним раза больше того, что был в 1984–1987 гг., когда эти скважины эксплуатировало НГДУ Нурлатнефть.

Все эксплуатируемые НГДУ Нурлатнефть на Енорускинском месторождении бывшие разведочные скважины были однопластовые, т.е. в них был перфорирован один предположительно самый лучший нефтяной пласт, как это показано в табл. 2.15. По одной из этих скважин, а именно, по скважине 196, НГДУ ТатРИТЭКнефть укрупнило эксплуатационный объект – в скважине дополнительно к верейскому пласту были перфорированы башкирский и турнейский нефтяные пласты. Благодаря этому к 01.07.2000 г. накопленная добыча по верее достигла 5788 т, по башкиру 9244 т и по турне – 14 745 т, т.е. увеличилась в $\frac{5788+9244+14\,745}{5788}=5,145$ раз.

В 1997–1999 гг. в институте ТатНИПИнефть группой исследователей во главе с известным ученым И.Ф. Глумовым методом спектрофотометрии по пробам, отобранным на скважинах Енорускинского месторождения, определялась доля участия в

общем дебите пластов СК – среднего карбона (верей и башкира) и пластов НК – нижнего карбона (тулы, бобрика и турне). Результаты этих определений представлены в табл. 2.16.

Таблица 2.16

Определение по скважинам доли участия в добыче нефти пластов СК и НК – среднего и нижнего карбона

Номер п/п	Номер скважины	Годы	Число проб	Доля добычи нефти пластов среднего карбона СК	Доля добычи нефти пластов нижнего карбона НК	Средне-квадратичное отклонение
1	196	97	23	0,13	0,87	0,174
		98	10	0,13	0,87	0,092
		99	6	<u>0,17</u>	<u>0,83</u>	<u>0,169</u>
			39	0,14	0,86	0,153
2	303	99	6	0,22	0,78	0,139
3	305	99	6	0,97	0,03	0,031
4	307	98	6	0,36	0,64	0,233
5	1275	99	4	0,21	0,79	0,103
6	1293	97	2	0,49	0,51	–
		98	9	0,36	0,64	0,286
		99	6	<u>0,45</u>	<u>0,55</u>	<u>0,252</u>
			17	0,41	0,59	0,252
7	1298	97	5	0,29	0,71	0,203
		98	5	<u>0,67</u>	<u>0,33</u>	<u>0,349</u>
			10	0,48	0,52	0,349
8	1304	98	2	0,77	0,23	–
9	1305	97	5	0,07	0,93	0,054
		98	5	<u>0,10</u>	<u>0,90</u>	<u>0,094</u>
			10	0,08	0,92	0,074
10	1306	98	7	0,34	0,66	0,208
		99	6	<u>0,58</u>	<u>0,42</u>	<u>0,221</u>
			13	0,45	0,55	0,240
11	1308	97	2	0,50	0,50	–
		98	6	0,37	0,63	0,267
		99	6	<u>0,35</u>	<u>0,65</u>	<u>0,259</u>
			14	0,38	0,62	0,236
12	1309	97	13	0,35	0,65	0,233
		98	8	0,23	0,77	0,189
		99	6	<u>0,50</u>	<u>0,50</u>	<u>0,223</u>
			27	0,35	0,65	0,232
13	1310	97	9	0,59	0,41	0,103
		98	7	0,65	0,35	0,247
		99	6	<u>0,46</u>	<u>0,54</u>	<u>0,279</u>
			22	0,57	0,43	0,214
14	1313	97	23	0,07	0,93	0,104
		98	15	0,05	0,95	0,076
		99	1	0,13	0,87	–
			39	0,06	0,94	0,093

Продолжение табл. 2.16

Номер п / п	Номер сква жины	Годы	Число проб	Доля добычи нефти плас- тов среднего карбона СК	Доля добычи нефти плас- тов нижнего карбона НК	Средне- квадратичное отклонение
15	1315	97	24	0,56	0,44	0,250
		98	15	0,60	0,44	0,308
		99	<u>5</u>	<u>0.83</u>	<u>0.17</u>	<u>0.138</u>
			44	0,61	0,39	0,270
16	1316	97	14	0,57	0,43	0,198
		98	5	0,50	0,50	0,218
		99	<u>3</u>	<u>0.71</u>	<u>0.29</u>	<u>0.217</u>
			22	0,57	0,43	0,204
17	1317	97	20	0,13	0,87	0,106
		98	12	0,13	0,87	0,123
		99	<u>6</u>	<u>0.30</u>	<u>0.70</u>	<u>0.285</u>
			38	0,15	0,85	0,159
18	1321	99	3	0,96	0,04	0,075
19	1324	99	5	0,59	0,41	0,172
20	1330	97	3	1,00	0,00	—
		98	1	0,00	1,00	—
		99	<u>5</u>	<u>0.14</u>	<u>0.86</u>	<u>0.208</u>
			9	0,41	0,59	0,467
21	1342	98	1	0,58	0,42	—
		99	<u>6</u>	<u>0.68</u>	<u>0.32</u>	<u>0.244</u>
			7	0,67	0,33	0,227
22	1368	98	2	0,25	0,75	0,353
23	1370	99	5	0,20	0,80	0,188
24	1376	98	1	0,16	0,84	—
		99	<u>5</u>	<u>0.26</u>	<u>0.74</u>	<u>0.133</u>
			6	0,24	0,76	0,109
25	1377	98	1	0,93	0,07	—
		99	<u>6</u>	<u>0.94</u>	<u>0.06</u>	<u>0.062</u>
			7	0,94	0,06	0,057
26	1379	98	1	1,00	0,00	—
		99	<u>5</u>	<u>0.93</u>	<u>0.07</u>	<u>0.121</u>
			6	0,94	0,06	0,112
27	1383	99	5	0,98	0,02	0,036
28	3607	97	16	0,70	0,30	0,160
		98	5	0,74	0,26	0,168
		99	<u>6</u>	<u>0.83</u>	<u>0.17</u>	<u>0.184</u>
			27	0,73	0,27	0,169
29	3606	97	12	0,77	0,23	0,180
30	3827	98	1	0,64	0,36	—
		99	<u>6</u>	<u>0.69</u>	<u>0.31</u>	<u>0.169</u>
			7	0,69	0,32	0,155
Средние значения по 30 скважи- нам				0,505	0,495	
Если отбросить 7 скважин, где по 5 скважинам у СК больше 0,9 и по 2 скважинам у НК больше 0,9, то тогда средние значения по 23 скважинам				0,444	0,556	

Сделаем анализ представленных в табл. 2.16 результатов.

В целом по всем 30 скважинам средняя доля в дебите нефти пластов СК (среднего карбона) равна 50,5 % и пластов НК (нижнего карбона) 49,5 %. Причем доля в дебите нефти более 90 % у пластов СК по 5 скважинам и у пластов НК по 2 скважинам. Доля скважин, у которых одна из частей эксплуатационного объекта дает более 90 % общего дебита нефти, составляет $\frac{5+2}{30} \cdot 100 \% = 23,3 \%$. Эту долю можно объяснить довольно высокой зональной неоднородностью нефтяных пластов по проницаемости.

Дадим этому утверждению краткое теоретическое обоснование с позиций учета хаотической зональной неоднородности нефтяных пластов по продуктивности.

При этом будем использовать [8].

Пусть зональная неоднородность по продуктивности всех вместе нефтяных пластов среднего карбона (СК) и всех вместе нефтяных пластов нижнего карбона (НК) является одинаковой и количественно характеризуется квадратом коэффициента вариации V_η^2 .

По $Y(\eta)$ – функции распределения значений продуктивности у пластов СК и у пластов НК нам надо определить $Y(z)$ – функцию распределения отношения продуктивностей пластов СК и НК, наблюдаемого в скважинах,

$$z = \frac{\eta_*}{\eta_{**}} = \eta_* \cdot \frac{1}{\eta_{**}},$$

и затем по функции $Y(z)$ определить долю случаев, когда либо пласты СК, либо пласты НК имеют долю в продуктивности скважин более 90 %, когда $z \leq \frac{1}{9} = 0,1111$ или $z > 9$.

Поскольку значения продуктивностей пластов СК и пластов НК взаимно независимы, то V_z^2 – квадрат коэффициента вариации, количественно характеризующий неоднородность совокупности значений z , определяем последующей формуле:

$$(V_z^2 + 1) = (V_{\eta_*}^2 + 1)(V_{\eta_{**}}^2 + 1) = (V_\eta^2 + 1)^2;$$

$$V_z^2 = (V_\eta^2 + 1)^2 - 1.$$

По полученному значению V_z^2 в табл. 1–12 упомянутой кни-

ги берем соответствующую функцию $Y(z)$. При $V_{\eta^*}^2 = V_{\eta^{**}}^2 = V_{\eta}^2 = 0,667$ получается $V_z^2 = 1,779$, берем таблицу 11 для $V_z^2 = 1,667$, тогда искомая доля получается равной

$$[Y(z \leq 0,1111) + 1 - Y(z > 9)] =$$

$$= 0,1821 + (0,2709 - 0,1821) \cdot \frac{(0,1111 - 0,083)}{(0,167 - 0,083)} + 1 - 0,9987 = 0,2131,$$

или 21,3 %.

При $V_{\eta^*}^2 = V_{\eta^{**}}^2 = V_{\eta}^2 = 1$ получается $V_z^2 = 3$, берем табл. 12 для $V_z^2 = 2,5$, тогда искомая доля получается равной

$$[Y(z \leq 0,1111) + 1 - Y(z > 9)] =$$

$$= 0,3352 \cdot \frac{0,1111}{0,125} + 1 - 0,9968 = 0,3011, \text{ или } 30,1 \, \%.$$

Как видно, полученные доли 21,3 % и 30,1 % вполне согласуются с фактической долей случаев 23,3 %.

Если эти 7 скважин исключить из рассмотрения, то по остальным 23 скважинам средняя доля в дебите нефти скважин по пластам СК равна 44,4 % и по пластам НК равна 55,5 %.

В 1999 г. группа исследователей во главе с И.Ф. Глумовым усовершенствовала свой метод спектрофотометрии и стала определять долю участия в дебите скважин отдельно каждого из пяти пластов (верей, башкира, тулы, бобрика и турне), входящих в один общий эксплуатационный объект. Результаты этих определений приведены в табл. 2.17.

Приведем краткий анализ приведенных в табл. 2.17 данных. Всего рассмотрено 24 скважины.

В 20 скважинах перфорирован пласт верей. Средняя доля нефти этого пласта в дебитах 20 скважин равна 0,434, а в дебитах всех 24 скважин равна 0,361.

В 22 скважинах перфорирован пласт башкир. Его средняя доля в дебитах этих скважин равна 0,174, а в дебитах всех 24 скважин равна 0,159.

В 10 скважинах перфорирован пласт тула. Его средняя доля в дебитах этих скважин равна 0,302, а в дебитах всех 24 скважин равна 0,129.

В 5 скважинах перфорирован пласт бобрик. Его средняя доля в дебитах этих скважин равна 0,462, а в дебитах всех 24 скважин равна 0,096.

Таблица 2.17

**Определение по скважинам по пробам 1999 г. доли участия
в добыче нефти отдельных пластов**

Номер п / п	Номер скважины	Дата	Доли в добыче нефти скважины по пластам				
			верей	башкир	тула	бобрин	турне
1	196	22.02	0,06	0,02			0,92
		22.08	0,02	0,03			0,95
		15.08	0,00	0,00			1,00
		11.10	0,43	0,00			0,57
		22.10	0,21	0,11			0,68
		15.11	<u>0,06</u>	<u>0,06</u>			<u>0,88</u>
			0,13	0,04			0,83
2	303	01.03		0,14			0,86
		02.08		0,18			0,82
		25.08		0,01			0,99
		11.10		0,25			0,75
		19.10		0,34			0,66
		15.11		<u>0,39</u>			<u>0,61</u>
				0,22			0,78
3	305	09.02	1,00	0,00			0,00
		17.02	0,96	0,00			0,04
		02.08	0,69	0,23			0,08
		11.10	0,98	0,02			0,00
		19.10	0,95	0,00			0,05
		22.10	<u>0,97</u>	<u>0,00</u>			<u>0,03</u>
		15.11	0,93	0,04			0,03
4	1275	02.08		0,06			0,94
		11.10		0,29			0,71
		22.10		0,25			0,75
		15.11		<u>0,25</u>			<u>0,75</u>
				0,21			0,79
5	1293	22.02	0,19	0,17	0,30		0,34
		02.08	0,03	0,10	0,36		0,51
		25.08	0,07	0,14	0,34		0,45
		11.10	0,33	0,27	0,31		0,09
		22.10	0,45	0,23	0,32		0,00
		15.11	<u>0,37</u>	<u>0,35</u>	<u>0,21</u>		<u>0,07</u>
			0,24	0,21	0,31		0,24
6	1302	13.02			0,40		0,60
7	1306	22.02	0,18	0,14	0,38		0,30
		02.08	0,06	0,06	0,42		0,46
		25.08	0,02	0,00	0,00		0,98
		11.10	0,10	0,60	0,19		0,11
		20.10	0,29	0,13	0,29		0,29
		15.11	<u>0,39</u>	<u>0,16</u>	<u>0,33</u>		<u>0,12</u>
			0,17	0,18	0,27		0,38
8	1309	22.02	0,28	0,08			0,64
		02.08	0,24	0,09			0,67
		25.08	0,16	0,06			0,78
		11.10	0,70	0,06			0,24
		19.10	0,40	0,22			0,38
		15.11	<u>0,36</u>	<u>0,34</u>			<u>0,30</u>
			0,36	0,14			0,50

Продолжение табл. 2.17

Номер п / п	Номер скважины	Дата	Доли в добыче нефти скважины по пластам				
			верей	башкир	тула	бобрин	турне
9	1310	22.02	0,00	0,24	0,46		0,30
		02.08	0,25	0,44	0,17		0,14
		25.08	0,17	0,17	0,31		0,35
		11.10	0,00	0,07	0,42		0,51
		19.10	0,62	0,14	0,16		0,08
		15.11	<u>0,44</u>	<u>0,20</u>	<u>0,32</u>		<u>0,04</u>
			0,25	0,21	0,30		0,24
10	1310	22.02	0,05	0,08		0,87	
11	1315	22.02	0,57	0,27			0,16
		02.08	0,65	0,19			0,16
		25.08	0,60	0,00			0,40
		11.10	0,85	0,12			0,03
		19.10	<u>0,74</u>	<u>0,15</u>			<u>0,11</u>
			0,68	0,15			0,17
12	1316	22.02	0,35	0,32	0,33		
		02.08	0,51	0,00	0,49		
		25.08	<u>0,60</u>	<u>0,34</u>	<u>0,06</u>		
			0,49	0,22	0,29		
13	1317	22.02	0,01	0,00	0,99		
		02.08	0,19	0,09	0,72		
		25.08	0,00	0,00	1,00		
		11.10	0,27	0,29	0,44		
		19.10	0,12	0,12	0,76		
		15.11	<u>0,23</u>	<u>0,47</u>	<u>0,30</u>		
			0,14	0,16	0,70		
14	1321	07.03	0,58	0,42	0,00		
		02.08	0,62	0,25	0,13		
		11.10	<u>0,87</u>	<u>0,13</u>	<u>0,00</u>		
			0,69	0,27	0,04		
15	1324	02.08	0,52	0,17		0,31	
		25.08	0,32	0,15		0,53	
		11.10	0,57	0,22		0,21	
		19.10	0,35	0,28		0,37	
		15.11	0,00	0,36		0,64	
			0,35	0,24		0,41	
16	1330	22.02	0,04	0,04		0,92	
		02.08	0,00	0,00		1,00	
		25.08	0,38	0,12		0,50	
		19.10	0,00	0,00		1,00	
		15.11	<u>0,03</u>	<u>0,10</u>		<u>0,87</u>	
			0,09	0,05		0,84	
17	1342	22.02	0,27	0,73	0,00		0,00
		02.08	0,00	0,43	0,43		0,14
		25.08	0,00	0,41	0,48		0,11
		11.10	0,00	0,80	0,20		0,00
		19.10	0,00	0,58	0,22		0,20
		15.11	<u>0,00</u>	<u>0,84</u>	<u>0,13</u>		<u>0,00</u>
			0,05	0,64	0,24		0,07

Продолжение табл. 2.17

Номер п / п	Номер скважины	Дата	Доли в добыче нефти скважины по пластам				
			верей	башкир	тула	бобрнк	турне
18	1370	22.02	0,02	0,00	0,08		0,90
		02.08	0,04	0,03	0,43		0,50
		11.10	0,29	0,18	0,41		0,12
		22.10	0,17	0,15	0,23		0,45
		15.11	<u>0,00</u>	<u>0,13</u>	<u>0,87</u>		<u>0,00</u>
			0,10	0,10	0,40		0,40
19	1376	22.02		0,16			0,84
		02.08		0,13			0,87
		25.08		0,41			0,59
		19.10		0,30			0,70
		15.11		0,28			0,72
				0,26			0,74
20	1377	22.02	0,58	0,32			0,10
		02.08	0,90	0,05			0,05
		25.08	0,89	0,11			0,00
		11.10	1,00	0,00			0,00
		21.10	0,91	0,05			0,04
		15.11	<u>0,66</u>	<u>0,18</u>			<u>0,16</u>
			0,82	0,12			0,06
21	1379	02.08	0,53	0,19	0,28		
		25.08	0,60	0,32	0,08		
		11.10	1,00	0,00	0,00		
		19.10	1,00	0,00	0,00		
		25.11	<u>1,00</u>	<u>0,00</u>	<u>0,00</u>		
			0,83	0,10	0,07		
22	1383	02.08	0,72	0,20		0,08	
		25.08	1,00	0,00		0,00	
		11.10	1,00	0,00		0,00	
		21.10	0,94	0,06		0,00	
		15.11	<u>1,00</u>	<u>0,00</u>		<u>0,00</u>	
			0,93	0,05		0,02	
23	3607	22.02	0,70			0,30	
		02.08	0,63			0,37	
		25.08	0,99			0,01	
		11.10	1,00			0,00	
		19.10	0,66			0,34	
		15.11	<u>1,00</u>			<u>0,00</u>	
	0,83			0,17			
24	3827	22.02	0,31	0,23			0,46
		02.08	0,40	0,13			0,47
		25.08	0,58	0,02			0,40
		11.10	0,74	0,18			0,08
		19.10	0,57	0,09			0,34
		15.11	<u>0,67</u>	<u>0,20</u>			<u>0,13</u>
	0,55	0,14			0,31		
Число своих скважин			20	22	10	5	15
Доля в общем числе скажин			0,833	0,917	0,417	0,208	0,625
Средняя доля в дебите своих скважин			0,434	0,174	0,302	0,462	0,409
Средняя доля в дебите всех скважин			0,361	0,159	0,129	0,096	0,255

В 15 скважинах перфорирован пласт турне. Его средняя доля в дебитах всех 24 скважин – 0,255.

Среднее число нефтяных пластов, объединенных в один общий эксплуатационный объект, равно 3. В основном, объединены пласты верей, башкир и турне.

В рассмотренных 24 скважинах все перфорированные нефтяные пласты работают!

По пластам доля случаев, когда доля пласта в дебите скважины меньше 15 %, составляет: по верею около 30 %, по башкиру около 40 %, по туле 20 %, по бобрику 20 % и по турне 20 %.

Различие скважин по доле пластов в их дебите вполне объяснимо зональной неоднородностью пластов по проницаемости.

За прошедшие годы примерно у половины добывающих скважин Енорусскинского месторождения с помощью глубинных расходомеров исследована совместная работа нефтяных пластов. На забое скважин глубинные расходомеры спускали по кольцевому пространству между эксплуатационной обсадной колонной и насосно-компрессорными трубами.

Из-за низких дебитов скважин и недостаточной чувствительности глубинных расходомеров только в половине случаев получены количественные определенные ответы – дебиты пластов в % от дебитов скважин; в другой половине случаев получены качественные ответы: пласт отдает, слабо отдает, слабо работает, работает, работает неравномерно, не работает и тому подобное. У 40 % скважин обнаружены заколонные перетоки воды.

Количественные результаты таких исследований по пяти добывающим скважинам, характеризующие совместную работу нефтяных пластов, представлены в табл. 2.18.

Как видно, утверждения оппонентов – противников объединения нефтяных пластов в эксплуатационные объекты – о том,

Таблица 2.18

Распределение дебита нефти в скважинах по пластам, доли

Номер п/п	Скважина	Нефтяные пласты				
		Средний карбон (СК)		Нижний карбон (НК)		
		Верей	Башкир	Тула	Бобрик	Турне
1	303		0,135			0,865
2	1308	0,109	0,281	0,145		0,465
3	1370	0,250		0,750		
4	1379	0,230	0,090			0,680
5	1391	0,260	0,300			0,440

что объединенные в эксплуатационные объекты пласты не будут вместе работать, не подтверждаются.

С учетом определения продуктивности отдельных пластов при их последовательном освоении в скважинах, а также определений их дебитов глубинными расходомерами и доли пластов в общем дебите скважин, установленной по различию свойств нефтей среднего и нижнего карбона, в официальной отчетности по скважинам отдельно по пластам даны текущие и накопленные отборы нефти.

Эти фактические данные использованы в табл. 2.19.

Анализ фактических данных, представленных в табл. 2.19, показывает:

по 26 добывающим скважинам среднее число совместно эксплуатируемых пластов равно $\frac{76}{26} = 2,923 \approx 3$;

лучшими в эксплуатационном объекте были пласты:

верей – 4 случая из 21 возможного;

башкир – 6 случаев из 23 возможных;

тула – 9 случаев из 14 возможных;

турне – 7 случаев из 14 возможных;

отсюда можно заключить о высокой зональной неоднородности каждого из нефтяных пластов;

если выделить лучшие нефтяные пласты в объектах и просуммировать их накопленные отборы нефти, то это составляет 95 551 т, или 60,5 % от всего суммарного накопленного отбора рассматриваемых 26 скважин, равного 157 937 т, что вполне соответствует наблюдаемой хаотической высокой зональной неоднородности нефтяных пластов;

априори выбрать лучшие пласты в эксплуатационных объектах практически невозможно; ясно, что обязательно надо вскрывать и перфорировать нефтяные пласты нижнего карбона (тула, бобрик, турне);

отсюда следует, что благодаря совместной разработке нефтяных пластов отбор нефти на скважину уже увеличился в 2,923 раза и в сумме по 26 скважинам увеличился на

$$157\,937 \cdot \frac{2,923-1}{2,923} = 103\,904 \text{ т};$$

или капитальные затраты уменьшены в 2,923 раза, а при капитальных затратах в расчете на 1 скважину, равных 0,5 млн. \$, экономический эффект составляет $0,5 \cdot 26 \cdot (2,923 - 1) = 25$ млн. \$.

К изложенному можно добавить, что на соседних с Енорускинским месторождениях, тоже разрабатываемых РИТЭК,

Таблица 2.19

**Накопленные отборы нефти по пластам по 26 скважинам
Еноруссинского месторождения на 01.07.2000 г.**

Номер п / п	Номер сква- жины	Накопленные отборы нефти, т						Число плас- тов
		Верей	Башкир	Тула	Бобрик	Турне	Сумма	
1	303	–	2065	–	–	8309	10374	2
2	1275	–	1793	–	–	403	2196	2
3	1293	1229	159	4191	–	1065	6644	4
4	1298	700	346	336	–	83	1465	4
5	1302	–	–	1291	–	11417	12708	2
6	1303	689	1637	–	–	–	2326	2
7	1306	907	206	1089	475	–	2677	4
8	1308	538	247	4365	–	1505	6655	4
9	1309	1122	980	–	–	2383	4485	3
10	1310	1590	1652	2659	–	1378	7279	4
11	1313	570	624	3508	–	4573	9275	4
12	1315	4032	417	–	–	1207	5656	3
13	1316	569	569	2378	–	–	3516	3
14	1317	1330	1345	7238	–	–	9913	3
15	1321	405	405	3786	–	–	4596	3
16	1328	2425	4060	1181	–	–	7666	3
17	1330	5300	4216	–	2046	–	11562	3
18	1342	–	1019	–	–	1654	2673	2
19	1343	2002	2002	–	–	–	4004	2
20	1366	–	–	9104	5676	–	14780	2
21	1368	113	305	–	–	–	418	2
22	1369	859	2231	–	–	–	3090	2
23	1370	785	976	1249	–	867	3877	4
24	1377	1233	1507	2527	–	3120	8387	4
25	1379	2108	3485	–	–	–	5593	2
26	3607	1397	–	–	2234	2491	6122	3
Итого:		29903	32246	44902	10431	40455	157937	76
%		18,93	20,42	28,43	6,60	25,62		

также осуществляется совместная эксплуатация нефтяных пластов: на Киязлинском месторождении по 23 скважинам, на Мельниковском – по 12 скважинам, в сумме по 35 скважинам; число совместно эксплуатируемым пластов от 2 до 4 и в сред-

нем равно 2,5. На этих двух месторождениях уже сэкономлено $35 \cdot (2,5 - 1) = 52,5$ скважины или при капитальных затратах в расчете на 1 скважину 0,5 млн. \$ $0,5 \cdot 52,5 = 26$ млн. \$.

В сумме по трем месторождениям экономия капитальных затрат уже составляет $25 + 26 = 51$ млн. \$.

Приведенные результаты показывает высокую экономическую эффективность объединения нефтяных пластов в эксплуатационный объект с общей сеткой добывающих и эксплуатационных скважин. Но при этом следует подчеркнуть, что большое сокращение общего числа скважин повышает значимость каждой отдельной запроектированной скважины, и поэтому необходимо повышенное качество бурения и эксплуатации скважин.

2.9. ВОЗМОЖНАЯ УТЕЧКА НЕФТИ ЗА ПРЕДЕЛЫ НЕБОЛЬШОЙ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

Будем рассматривать работу ячейки скважин с центральной нагнетательной скважиной и окружающими добывающими, которая находится в пределах небольшой нефтяной залежи. Будем определять утечку нефти за пределы ячейки и за пределы нефтяной залежи.

Представим схему расположения скважин на рис. 2.1.

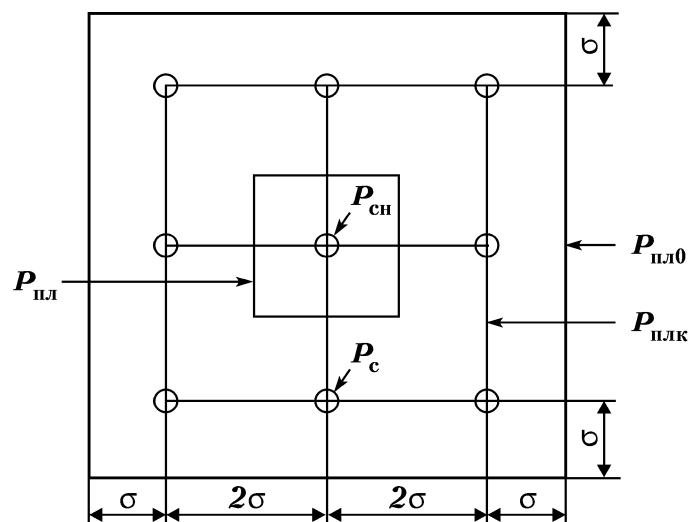


Рис. 2.1. Схема расположения скважин

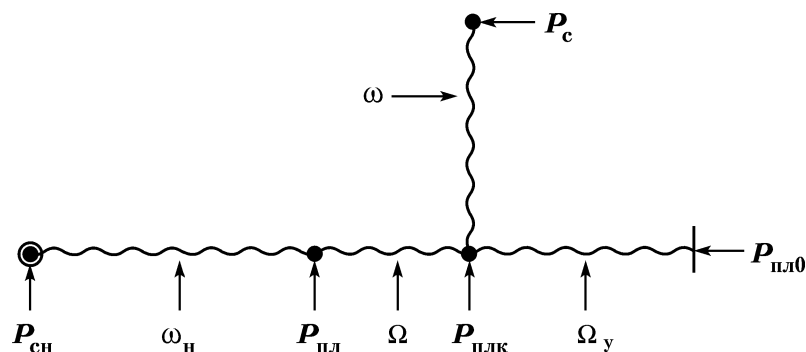


Рис. 2.2. Расчетная схема

Расчетная схема изображена на рис. 2.2, где $P_{сн}$, P_c , $P_{пл}$, $P_{плк}$ и $P_{пл0}$ – соответственно забойное давление нагнетательной скважины, забойное давление добывающей скважины, пластовое давление внутри ячейки скважин, пластовое давление на линии размещения добывающих скважин и первоначальное пластовое давление на границе нефтяной залежи: ω_n , Ω , ω и Ω_y – фильтрационные сопротивления соответственно: зоны нагнетательной скважины, внешнее – области между зоной нагнетательной скважины и линией добывающих скважин, внутреннее – m добывающих скважин, внешнее – области между линией добывающих скважин и границей нефтяной залежи, где первоначальное пластовое давление. При высокой вязкости нефти в пределах нефтяной залежи и низкой вязкости воды за пределами этой залежи принятое моделирование первоначального пластового давления ($P_{пл0}$) на границе залежи может быть вполне удовлетворительным.

При этом уравнение закачки воды будет

$$q_n = \frac{P_{сн} - P_{плк}}{\omega_n + \Omega} = x_1 \cdot (P_{сн} - P_{плк});$$

соответственно уравнение добычи нефти

$$q = \frac{P_{плк} - P_c}{\omega} = x_2 \cdot (P_{плк} - P_c)$$

и уравнение утечки нефти

$$q_y = \frac{P_{плк} - P_{пл0}}{\Omega_y} = x_3 \cdot (P_{плк} - P_{пл0}).$$

При равенстве закачки воды сумме добычи нефти и утечки нефти

$$q_n = q + q_y;$$

$$x_1 \cdot (P_{сн} - P_{плк}) = x_2 \cdot (P_{плк} - P_c) + x_3 \cdot (P_{плк} - P_{пл0})$$

получается формула пластового давления на линии добывающих скважин

$$P_{плк} = \frac{P_{сн} \cdot x_1 + P_c \cdot x_2 + P_{пл0} \cdot x_3}{x_1 + x_2 + x_3}.$$

При этом уравнение закачки воды будет

$$q_n = x_1 \cdot \left(P_{сн} - \frac{P_{сн} \cdot x_1 + P_c \cdot x_2 + P_{пл0} \cdot x_3}{x_1 + x_2 + x_3} \right) = \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2 + x_3} \cdot (P_{сн} - P_c) +$$

$$+ \frac{x_1 \cdot x_3}{x_1 + x_2 + x_3} \cdot (P_{сн} - P_{пл0});$$

соответственно уравнение добычи нефти

$$q = x_2 \cdot \left(\frac{P_{сн} \cdot x_1 + P_c \cdot x_2 + P_{пл0} \cdot x_3}{x_1 + x_2 + x_3} - P_c \right) = \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2 + x_3} \cdot (P_{сн} - P_c) +$$

$$+ \frac{x_1 \cdot x_3}{x_1 + x_2 + x_3} \cdot (P_{пл0} - P_c),$$

и уравнение утечки нефти

$$q_y = x_3 \cdot \left(\frac{P_{сн} \cdot x_1 + P_c \cdot x_2 + P_{пл0} \cdot x_3}{x_1 + x_2 + x_3} - P_{пл0} \right) = \frac{x_1 \cdot x_3}{x_1 + x_2 + x_3} \cdot (P_{сн} - P_{пл0}) -$$

$$- \frac{x_1 \cdot x_3}{x_1 + x_2 + x_3} \cdot (P_{пл0} - P_c).$$

В аналогичном виде представим формулу пластового давления на линии расположения добывающих скважин

$$P_{плк} = P_{сн} \cdot \frac{x_1}{x_1 + x_2 + x_3} + P_c \cdot \frac{x_2}{x_1 + x_2 + x_3} + P_{пл0} \cdot \frac{x_3}{x_1 + x_2 + x_3}.$$

Теперь определим величину фильтрационных сопротивлений:

зоны нагнетательной скважины

$$\omega_{\text{н}} = \frac{1}{\eta_{\text{н}} \cdot \mu_*},$$

где $\eta_{\text{н}}$ – коэффициент продуктивности нагнетательной скважины до начала закачки воды; μ_* – соотношение подвижностей закачиваемой воды и нефти в пластовых условиях; $\eta_{\text{н}} \cdot \mu_*$ – коэффициент приемистости нагнетательной скважины;

полосы между зоной нагнетательной скважины и линией расположения добывающих скважин

$$\Omega = \frac{1}{\frac{kh}{\mu}} \cdot \frac{L}{\Pi},$$

где $\frac{kh}{\mu}$ – гидропроводность нефтяного пласта, которая определяется через η – коэффициент продуктивности скважины; r_c – радиус самой скважины и R_c – радиус ее зоны дренирования, в соответствии со схемой расположения скважин

$\pi \cdot R_c^2 = (2\sigma)^2$, $R_c = \frac{2\sigma}{\sqrt{\pi}}$; L и Π – соответственно средняя длина

и средний периметр полосы, в конкретном случае $\frac{L}{\Pi} = \frac{\sigma}{4 \cdot 3\sigma} = \frac{1}{12}$; с учетом всего этого получается

$$\Omega = \frac{2\pi}{\eta \cdot \ln \frac{2\sigma}{\sqrt{\pi} \cdot r_c}} \cdot \frac{1}{12};$$

окружающих добывающих скважин

$$\omega = \frac{1}{m} \cdot \frac{1}{\frac{kh}{\mu}} \cdot \frac{\ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}}{2\pi} = \frac{1}{m} \cdot \frac{2\pi}{\eta \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}} \cdot \frac{\ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}}{2\pi} = \frac{1}{m} \cdot \frac{1}{\eta} \cdot \frac{\ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}}{\ln \frac{2\sigma}{\sqrt{\pi} \cdot r_c}},$$

где m – число окружающих добывающих скважин;

области между линией расположения добывающих скважин и границей нефтяной залежи

$$\Omega_y = \frac{1}{\frac{kh}{\mu}} \cdot \frac{L_y}{\Pi_y},$$

где L_y и Π_y – средняя длина и средний периметр рассматриваемой полосы, в конкретном случае

$$\frac{L_y}{P_y} = \frac{\sigma}{4 \cdot 6 \cdot \sigma} = \frac{1}{24};$$

с учетом этого

$$\Omega_y \frac{2\pi}{\eta \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}} \cdot \frac{1}{24}.$$

Таким образом, получается

$$x_1 = \frac{1}{\omega_n + \Omega} = \frac{1}{\frac{1}{\eta_n \cdot \mu_*} + \frac{2\pi}{\eta \cdot \ln \frac{2\pi}{\sqrt{\pi} \cdot r_c}} \cdot \frac{1}{12}};$$

$$x_2 = \frac{1}{\omega} = m \cdot \eta \cdot \frac{\ln \frac{2\sigma}{\sqrt{\pi} \cdot r_c}}{\ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}};$$

$$x_3 = \frac{1}{\Omega_y} = \eta \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{\sqrt{\pi} \cdot r_c} \cdot 24.$$

Далее сделаем расчеты для следующих условий: $\eta_n = \eta = 0,2 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{ат})$, $m = 8$, $\mu_* = 25$, $2\sigma = 400 \text{ м}$, $r_c = 0,0075 \text{ м}$, $P_c = 30 \text{ ат}$, $P_{\text{пл0}} = 100 \text{ ат}$ и различных значений $P_{\text{сн}}$ – забойного давления нагнетательной скважины. В этих расчетах определим величины q_n , q , q_y и $P_{\text{плк}}$ – закачки, добычи, утечки и пластового давления на линии добывающих скважин.

При этом

$$x_1 = 1,898; x_2 = 3,207; x_3 = 6,119;$$

$$x_1 + x_2 + x_3 = 11,224; \frac{x_1}{x_1 + x_2 + x_3} = 0,1691;$$

$$\frac{x_2}{x_1 + x_2 + x_3} = 0,2857; \frac{x_3}{x_1 + x_2 + x_3} = 0,5452;$$

$$\frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2 + x_3} = 0,5423; \frac{x_1 \cdot x_3}{x_1 + x_2 + x_3} = 1,0347;$$

$$\frac{x_2 \cdot x_3}{x_1 + x_2 + x_3} = 1,7485;$$

$$q_n = 0,5423 \cdot (P_{\text{сн}} - P_c) + 1,0347 \cdot (P_{\text{сн}} - P_{\text{пл0}});$$

$$q = 0,5423 \cdot (P_{\text{сн}} - P_c) + 1,7485 \cdot (P_{\text{пл0}} - P_c);$$

$$q_y = 1,0347 \cdot (P_{\text{сн}} - P_{\text{пл0}}) - 1,7485 \cdot (P_{\text{пл0}} - P_c);$$

$$P_{\text{плк}} = P_{\text{сн}} \cdot 0,1691 + P_c \cdot 0,2857 + P_{\text{пл0}} \cdot 0,5452;$$

$$q_n = 0,5423 \cdot (P_{\text{сн}} - 30) + 1,0347 \cdot (P_{\text{сн}} - 100) = 1,577 \cdot P_{\text{сн}} - 119,739;$$

$$q = 0,5423 \cdot (P_{\text{сн}} - 30) + 1,7485 \cdot (100 - 30) = 0,5423 \cdot P_{\text{сн}} + 106,126;$$

$$\begin{aligned} q_y &= 1,0347 \cdot (P_{\text{сн}} - 100) - 1,7485 \cdot (100 - 30) = \\ &= 1,0347 \cdot P_{\text{сн}} - 225,865; \end{aligned}$$

$$P_{\text{плк}} = P_{\text{сн}} \cdot 0,1691 + 63,091.$$

Анализ этих формул показывает: при отсутствии утечки $q_y = 0$ забойное давление нагнетательной скважины равно $P_{\text{сн}} = 218,29$ ат, при этом давление на линии добывающих скважин $P_{\text{плк}} = 100$ ат, т.е. при $P_{\text{плк}} = P_{\text{пл0}}$, $q_y = 0$ и $P_{\text{сн}} = 218,29$ ат. Результаты расчетов представлены в табл. 2.20.

Таблица 2.20

$P_{\text{сн}}$, ат	q_n , м ³ /сут	q , м ³ /сут	q_y , м ³ /сут	$P_{\text{плк}}$, ат
150	116,81	187,47	-70,66	88,46
170	148,35	198,32	-49,97	91,84
190	179,89	209,16	-29,27	95,22
210	211,43	220,01	-8,58	98,60
230	242,97	230,85	12,12	101,98

При $P_{\text{сн}} = 220$ ат $P_{\text{плк}} = 100,29$ ат, закачка воды $q_n = 227,20$ м³/сут, добыча нефти $q = 225,43$ м³/сут и утечка нефти $q_y = 1,77$ м³/сут, или 0,78 % от добычи нефти.

А если число добывающих скважин вдвое меньше, т.е. $m = 4$?

Тогда

$$x_2 = 1,604, x_1 + x_2 + x_3 = 1,898 + 1,604 + 6,119 = 9,621;$$

$$q_n = 0,3164 \cdot (P_{\text{сн}} - P_c) + 1,2071 \cdot (P_{\text{сн}} - P_{\text{пл0}}) = 1,5235 \cdot P_{\text{сн}} - 130,20;$$

$$q = 0,3164 \cdot (P_{\text{сн}} - P_{\text{с}}) + 1,0202 \cdot (P_{\text{пл0}} - P_{\text{с}}) = 0,3164 \cdot P_{\text{сн}} + 61,92;$$

$$q_y = 1,2071 \cdot (P_{\text{сн}} - P_{\text{пл0}}) - 1,0202 \cdot (P_{\text{пл0}} - P_{\text{с}}) = 1,2071 \cdot P_{\text{сн}} - 192,12;$$

$$P_{\text{плк}} = P_{\text{сн}} \cdot 0,1973 + P_{\text{с}} \cdot 0,1667 + P_{\text{пл0}} \cdot 0,6360 = P_{\text{сн}} \cdot 0,1973 + 68,60.$$

Утечка нефти равна нулю ($q_y = 0$) при забойном давлении нагнетательной скважины, равном $P_{\text{сн}} = 159,16$ ат и $P_{\text{плк}} = 100$ ат.

Результаты расчетов представлены в табл. 2.21.

Таблица 2.21

$P_{\text{сн}}, \text{ ат}$	$q_{\text{н}}, \text{ м}^3/\text{сут}$	$q, \text{ м}^3/\text{сут}$	$q_y, \text{ м}^3/\text{сут}$	$P_{\text{плк}}, \text{ ат}$
150	98,33	109,38	-11,05	98,50
170	128,80	115,71	13,09	102,44
190	159,27	122,04	37,23	106,39
210	189,74	128,36	61,37	110,33

При $P_{\text{сн}} = 160$ ат $P_{\text{плк}} = 100,17$ ат, закачка воды $q_{\text{н}} = 113,56 \text{ м}^3/\text{сут}$, добыча нефти $q = 112,54 \text{ м}^3/\text{сут}$, утечка нефти $q_y = 1,02 \text{ м}^3/\text{сут}$ или 0,90 % от добычи нефти.

А если вблизи границы залежи – вблизи ее водонефтяного контакта (ВНК) – вязкость нефти оказывается значительно выше и фильтрационное сопротивление периферийной области (Ω_y) увеличивается в три раза, то тогда: $x_1 = 1,898$; $x_2 = 1,604$; $x_3 = 2,040$;

$$x_1 + x_2 + x_3 = 1,898 + 1,604 + 2,040 = 5,542;$$

$$\frac{x_1}{x_1 + x_2 + x_3} = 0,34248;$$

$$\frac{x_2}{x_1 + x_2 + x_3} = 0,28943; \quad \frac{x_3}{x_1 + x_2 + x_3} = 0,36810;$$

$$\frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2 + x_3} = 0,54934; \quad \frac{x_1 \cdot x_3}{x_1 + x_2 + x_3} = 0,69866;$$

$$\frac{x_2 \cdot x_3}{x_1 + x_2 + x_3} = 0,59043;$$

$$q_{\text{н}} = 0,54934 \cdot (P_{\text{сн}} - P_{\text{с}}) + 0,69866 \cdot (P_{\text{сн}} - P_{\text{пл0}}) = 1,248 \cdot P_{\text{сн}} - 86,35;$$

$$q = 0,54934 \cdot (P_{\text{сн}} - P_{\text{с}}) + 0,59043 \cdot (P_{\text{пл0}} - P_{\text{с}}) = 0,54934 \cdot P_{\text{сн}} + 24,85;$$

$$q_y = 0,69866 \cdot (P_{\text{сн}} - P_{\text{пл0}}) - 0,59043 \cdot (P_{\text{пл0}} - P_{\text{с}}) = 0,69866 \cdot P_{\text{сн}} - 111,20;$$

$$P_{\text{плк}} = P_{\text{сн}} \cdot 0,34248 + P_{\text{с}} \cdot 0,28943 + P_{\text{пл0}} \cdot 0,36810 = P_{\text{сн}} \cdot 0,34248 + 45,49.$$

Результаты расчетов представлены в табл. 2.22.

Таблица 2.22

$P_{\text{сн}}, \text{ ат}$	$q_{\text{н}}, \text{ м}^3/\text{сут}$	$q, \text{ м}^3/\text{сут}$	$q_y, \text{ м}^3/\text{сут}$	$P_{\text{плк}}, \text{ ат}$
150	100,85	107,25	-6,40	96,86
170	125,81	118,24	7,57	103,71
190	150,77	129,22	21,55	110,56
210	175,73	140,21	35,22	117,56

Как и в предыдущих расчетах, наибольшее забойное давление нагнетательной скважины, при котором еще отсутствует утечка нефти, равно $P_{\text{сн}} = 159,16$ ат. При более высоком забойном давлении нагнетательной скважины происходит утечка нефти, но она в 1,73 раза меньше, чем прежде.

Условие отсутствия утечки нефти $P_{\text{плк}} = P_{\text{пл0}}$. Тогда должно быть

$$\frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{пл0}}}{P_{\text{пл0}} - P_{\text{с}}} = \frac{\omega_{\text{н}} + \Omega}{\omega} = \frac{\frac{kh}{\eta_{\text{н}} \cdot \mu_*} + \frac{L}{\Pi}}{\frac{1}{m} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot rc}} = m \left(\frac{\eta \cdot 1,2}{\eta_{\text{н}} \cdot \mu_*} + 0,08 \right),$$

отсюда получается необходимое число окружающих добывающих скважин

$$m \geq \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{пл0}}}{P_{\text{пл0}} - P_{\text{с}}} \cdot \frac{1}{\frac{\eta \cdot 1,2}{\eta_0 \cdot \mu_*} + 0,8}.$$

На многопластовых нефтяных месторождениях высоковязкой нефти при объединении нескольких нефтяных пластов в эксплуатационный объект кроме их различия по продуктивнос-

ти, эффективной толщине и удельной продуктивности, кроме их зональной и послойной неоднородности надо учитывать их возможные небольшие нефтяные площади. Если нефтяные залежи не запечатаны приконтурной окисленной нефтью, то на эффективность их объединения в эксплуатационный объект серьезно влияют их небольшие нефтяные площади, угроза избыточного роста пластового давления и утечки нефти в законтурную водоносную область. Правда, при небольших нефтяных площадях и хорошей гидравлической связи с законтурной водоносной областью нет смысла организовывать внутриконтурное заводнение, т.е. не во всех нефтяных залежах, объединенных в эксплуатационный объект, надо перфорировать нагнетательные скважины.

Средством борьбы с утечкой нефти может быть отказ от постоянной закачки воды и переход к периодической или циклической закачке воды. Тогда периоды работы нагнетательной скважины чередуются с периодами остановки. В период работы нагнетательной скважины у нее поддерживается высокое забойное давление, но объем закачки воды соответствует объему добычи нефти при отсутствии утечки нефти: фактически с учетом периодов остановки реализуется более низкое безопасное среднее забойное давление нагнетательной скважины.

В периоды остановки нагнетательной скважины через ее забой вода из пластов с более высоким давлением будет перетекать в пласты с более низким давлением, снимая возникающую проблему высокого пластового давления.

$\zeta\delta, \theta\%$

При объединении нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект с общей сеткой скважин, наряду с другими параметрами, надо учитывать размеры их нефтяных площадей, которые могут быть небольшими, и их гидравлическую связь с законтурной водоносной областью.

2.10. О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ОБЪЕДИНЕНИЯ ПЛАСТОВ

Что такое объединение нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект?

В производственном смысле это – осуществление в скважинах, проведенных на один нефтяной пласт, дополнительной перфорации (дострела) других нефтяных пластов.

А в смысле образования математической модели рассматриваемого процесса разработки нефтяных пластов это – объединение их коэффициентов продуктивности, их эффективных толщин, их средних проницаемостей и их послойных неоднородностей по проницаемости и геометрических неравномерностей (их расчетных послойных неоднородностей).

Кажется очевидным, что объединение нескольких пластов увеличивает общую неравномерность вытеснения нефти закачиваемой водой. Наверное, в среднем это справедливо, но в конкретных случаях может быть наоборот и общая неравномерность может уменьшаться.

При объединении нефтяных пластов в эксплуатационный объект с помощью математических методов теории вероятностей можно довольно точно рассчитать общую неравномерность вытеснения нефти. Для этого не нужны полные совокупности исходных данных, вполне достаточными являются представительные выборки из этих совокупностей. При применении известных детерминированных математических моделей расчеты по представительным выборкам принципиально невозможны.

Для детерминированных математических моделей нужны полные совокупности исходных данных, а именно нужны: идеальная корреляция нефтяных пластов и обособленных нефтяных слоев, коэффициенты продуктивности и эффективные толщины индивидуально по всем скважинам и всем обособленным слоям.

При значительном дефиците необходимой исходной информации (по обособленным слоям, по пластам и даже по скважинам) точность детерминированных математических моделей катастрофически падает; поразительно, что они становятся значительно менее точными, значительно более ошибочными по сравнению с обычно применяемой математической моделью разработки послойно и зонально неоднородных нефтяных пластов. Большой грех детерминированных математических моделей состоит в неучете (в значительном неучете) фактической зональной и послойной неоднородностей нефтяных пластов. Оказывается, снижается моделируемая неоднородность и соответственно снижается отрицательное влияние этой неоднородности на темп добычи нефти и нефтеотдачу пластов.

Однако это серьезное математическое обстоятельство совершенно не понимают те, кто настаивает на создании детерминированных математических моделей при нынешнем плачевном состоянии дел в области контроля работы и гидродинамических исследований скважин, а также их пластов и обособленных слоев.

Надо иметь в виду, что число созданных детерминированных математических моделей нефтяных площадей, их отдельных участков и куполов, ошибочно представляющих геологическое строение и продуктивность нефтяных пластов и приводящих к ошибочным практическим рекомендациям, уже достаточно велико.

В рамках другой, принципиально иной адаптивной математической модели разработки нефтяных пластов, имеется технологический критерий рациональности объединения нефтяных пластов. По этому критерию объединение нефтяных пластов является рациональным, если средний дебит нефти за время отбора утвержденных извлекаемых запасов нефти увеличивается, то есть средний дебит нефти на пробуренную скважину при объединенной разработке будет больше, чем при раздельной разработке нефтяных пластов.

Представим этот критерий формулами.

Критерий рациональности – достижение максимального среднего дебита нефти на скважину проектной сетки

$$q_{\text{ср}}^1 = q_0^1 \cdot (1 - A_{\text{ср}}) = q_0^1 \cdot e^{-\alpha \cdot V^2} \rightarrow \max,$$

где q_0^1 – амплитудный дебит на скважину проектной сетки; $A_{\text{ср}}$ – расчетная средняя доля вытесняющего агента в суммарном отборе жидкости; $(1 - A_{\text{ср}})$ – соответственно расчетная средняя доля нефти в суммарном отборе жидкости; V^2 – расчетная послойная неоднородность нефтяного пласта по проницаемости; постоянная $\alpha = (K_3 \cdot 1,25)^4$ при $0,7 \leq K_3 \leq 0,9$; K_3 – коэффициент использования подвижных запасов нефти; для определения постоянной примем $K_3 = 0,7$ и тогда постоянная равна $\alpha = (0,7 \cdot 1,25)^4 = 0,586 = \frac{1}{1,706}$.

Условие целесообразности объединения n нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект имеет следующий вид:

$$q_{\text{ср}^{**}}^1 > q_{\text{ср}^*}^1;$$

$$q_{0^{**}}^1 \cdot e^{-\alpha \cdot V_{**}^2} > q_0^1 \cdot e^{-\alpha \cdot V_*^2};$$

$$\frac{q_{0^{**}}^1}{q_0^1} > e^{\alpha \cdot (V_{**}^2 - V_*^2)};$$

$$\frac{1}{\alpha} \cdot \ln \frac{q_{0**}^1}{q_{0*}^1} > (V_{**}^2 - V_*^2) = (V_{**}^2 + 1) - (V_*^2 + 1);$$

$$\frac{1}{\alpha \cdot (V_*^2 + 1)} \cdot \ln \frac{q_{0**}^1}{q_{0*}^1} + 1 > \frac{(V_{**}^2 + 1)}{(V_*^2 + 1)},$$

где q_{0**}^1 – амплитудный дебит на проектную скважину по эксплуатационному объекту, объединяющему n нефтяных пластов; q_{0*}^1 – средний амплитудный дебит на проектную скважину по отдельному нефтяному пласту; V_{**}^2 – общая неравномерность вытеснения нефти агентом в добывающую скважину по эксплуатационному объекту, объединяющему n нефтяных пластов; V_*^2 – общая неравномерность вытеснения нефти по отдельному нефтяному пласту.

Общую неравномерность вытеснения нефти в добывающую скважину по отдельному нефтяному пласту, состоящему из n_c слоев, можно представить с учетом V_1^2 – неравномерности вытеснения нефти в пределах отдельного слоя; V_{3c}^2 – зональной неоднородности в пределах слоя и n_c – числа слоев

$$(V_*^2 + 1) = (V_1^2 + 1) \cdot \frac{V_{3c}^2 + 1}{\frac{V_{3c}^2}{n_c} + 1}.$$

Общую неравномерность вытеснения нефти в добывающую скважину по эксплуатационному объекту, состоящему из n пластов и $n_c \cdot n$ слоев, можно представить с учетом всего предыдущего (V_1^2 , V_{3c}^2 , n_c), а также с учетом V_3^2 – зональной неоднородности пласта, n – числа пластов и V_n^2 – межпластовой неоднородности по проницаемости или по скорости фильтрации

$$(V_{**}^2 + 1) = (V_1^2 + 1) \cdot \frac{V_{3c}^2 + 1}{\frac{V_{3c}^2}{n_c \cdot n} + 1} \cdot (V_n^2 + 1) =$$

$$= (V_*^2 + 1) \cdot \frac{\frac{V_{3c}^2}{n_c} + 1}{\frac{V_{3c}^2}{n_c \cdot n} + 1} \cdot (V_n^2 + 1) = (V_*^2 + 1) \cdot \frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{n} + 1} \cdot (V_n^2 + 1).$$

Отсюда получается $\frac{(V_{**}^2+1)}{(V_*^2+1)} = \frac{V_3^2+1}{\frac{V_3^2}{n}+1} \cdot (V_{\Pi}^2+1)$. С учетом этого усло-

вие целесообразности объединения n нефтяных пластов принимает вид

$$\left[\frac{1}{\alpha \cdot (V_*^2+1)} \cdot \ln \frac{q_0^1}{q_0^1} + 1 \right] \cdot \frac{\frac{V_3^2}{n}+1}{V_*^2+1} > (V_{\Pi}^2+1).$$

А V_{Π}^2 – межпластовую неоднородность по средней проницаемости пластов можно определить следующим образом:

$$(V_{\Pi}^2+1) = \frac{\left(\sum_{i=1}^n x_i^2 h_i \right) \cdot \left(\sum_{i=1}^n h_i \right)^2}{\left(\sum_{i=1}^n h_i \right) \cdot \left(\sum_{i=1}^n x_i h_i \right)^2} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n \frac{\eta_i^2}{h_i} \right) \cdot \left(\sum_{i=1}^n h_i \right)^2}{\left(\sum_{i=1}^n h_i \right)^2},$$

где η_i и h_i – средний коэффициент продуктивности и средняя эффективная толщина i -го нефтяного пласта; $\frac{\eta_i}{h_i}$ – удельный

коэффициент продуктивности на единицу эффективной толщины, прямо пропорциональный средней проницаемости i -го пласта. Межпластовую неоднородность можно выразить через средние дебиты нефтяных пластов

$$(V_{\Pi}^2+1) = \frac{\left(\sum_{i=1}^n \frac{q_{0i}^2}{h_i} \right) \cdot \left(\sum_{i=1}^n h_i \right)}{\left(\sum_{i=1}^n q_{0i} \right)^2}.$$

Пример расчета

Исходные данные:

η_i	1	0,5	0,2	0,1	$\sum_i 1,8$
h_i	5	2	2	1	$\sum_i 10$
η_i/h_i	0,2	0,25	0,1	0,1	
η_i^2/h_i	0,2	0,125	0,02	0,01	$\sum_i 0,355$

Отсюда получается величина $V_{\text{п}}^2$ – межпластовой неоднородности

$$(V_{\text{п}}^2 + 1) = \frac{0,355 \cdot 10}{1,8^2} = 1,096; \quad V_{\text{п}}^2 = 0,096.$$

При $\frac{1}{\alpha} = 1,706$, $(V_{\text{п}}^2 + 1) = 1,5$, $V_3^2 = 1$ и $\frac{q_{0*}^1}{q_0^1} = 4$ условие целесообразности объединения нефтяных пластов приобретает конкретный вид

$$\left(\frac{1,706}{1,5} \cdot \ln 4 + 1 \right) \cdot \frac{\frac{1}{4} + 1}{1 + 1} = 1,610 > 1,096.$$

Таким образом, условие целесообразности объединения нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект выполняется.

Далее усложним исходные данные: учтем, что между двумя парами нефтяных пластов расстояние (по глубине) около 300 м и пластовые давления различаются примерно на 30 ат; что давления насыщения нефти газом не связаны прямолинейно с глубиной залегания пластов, а забойные давления по пластам должны быть равны или больше их давлений насыщения:

$P_{\text{пл}}$	121	120	91	90		
$P_{\text{нас}}$	36	60	31	30		
$P_{\text{пл}} - P_{\text{с}}^*$	85	60	60	60		
$P_{\text{пл}} - P_{\text{с}}^{**}$	60	60	60	60		
$q_{0з}^1$	85	30	12	6	$\Sigma 138$	$q_{0з}^1 = 34,5$
$q_{0з}^1$	60	30	12	6	$\Sigma 108$	$\frac{q_{0з}^1}{q_{0з}^1} = 3,130$

Здесь $P_{\text{пл}} - P_{\text{с}}^*$ – депрессия на нефтяной пласт при раздельной разработке; $P_{\text{пл}} - P_{\text{с}}^{**}$ – депрессия при совместной разработке;

$$q_{0з}^1 = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \eta_i \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{с}}^*);$$

$$q_{03}^1 = \sum_{i=1}^n \eta_i \cdot (P_{\text{пл}} - P_{c^{**}})$$

$q_i \dots\dots\dots$	60	30	12	6	$\Sigma 108$
$h_i \dots\dots\dots$	5	2	2	1	$\Sigma 10$
$q_i/h_i \dots\dots\dots$	12	15	6	6	
$q_i^2/h_i \dots\dots\dots$	720	450	72	36	$\Sigma 1278$

Отсюда получается величина $V_{\text{п}}^2$ – межпластовой неоднородности

$$(V_{\text{п}}^2 + 1) = \frac{1278 \cdot 10}{108^2} = 1,096; \quad V_{\text{п}}^2 = 0,096.$$

При $\frac{1}{\alpha} = 1,706$, $(V_{\text{п}}^2 + 1) = 1,5$, $V_3^2 = 1$ и $\frac{q_{03}^1}{q_{03}^*} = 3,13$ условие целесообразности объединения нефтяных пластов приобретает конкретный вид

$$\left(\frac{1,706}{1,5} \cdot \ln 3,13 + 1 \right) \cdot \frac{\frac{1}{4} + 1}{1 + 1} = 1,436 > 1,096.$$

Таким образом, получается, что объединять четыре пласта и разрабатывать их одной сеткой скважин лучше, чем четыре пласта разрабатывать отдельно четырьмя сетками скважин.

Еще раз изменим исходные данные, конкретно, изменим давление насыщения и соответственно забойное давление у второго снизу нефтяного пласта:

$P_{\text{пл}} \dots\dots\dots$	121	120	91	90	
$P_{\text{нас}} \dots\dots\dots$	36	35	31	30	
$P_{\text{пл}} - P_{c^*} \dots\dots\dots$	85	85	60	60	
$P_{\text{пл}} - P_{c^{**}} \dots\dots\dots$	60	60	60	60	
$q_{03}^1 \dots\dots\dots$	85	42,5	12	6	$\Sigma 145,5 \quad q_{03}^1 = 36,375$
$q_{03}^1 \dots\dots\dots$	60	30	12	6	$\Sigma 108 \quad \frac{q_{03}^1}{q_{03}^*} = 2,969$

Эти изменения незначительны: $\ln 3,13 = 1,141 > \ln 2,969 = 1,088$, и условие целесообразности объединения нефтяных пластов имеет вид

$$\left(\frac{1,706}{1,5} \cdot \ln 2,969 + 1 \right) \cdot \frac{\frac{1}{1} + 1}{1 + 1} = 1,399 > 1,096,$$

т.е. выделение одного эксплуатационного объекта лучше, чем выделение четырех.

Но можно заметить, что вместе два нижних пласта дают дебит нефти $85 + 42,5 = 127,5$ больше, чем вместе все четыре пласта $60 + 30 + 12 + 6 = 108$. Поэтому начинать разработку надо с двух нижних пластов и по мере выполнения заданной технологической функции по нижним пластам скважины будут переводиться на два верхних пласта. Все равно вместо четырех сеток скважин будет применена одна.

Подытожим: здесь был дан критерий целесообразности объединения нефтяных пластов в один общий эксплуатационный объект. Этот критерий имеет довольно универсальный вид. Он учитывает:

1 – внутрислойную неравномерность вытеснения нефти, включая сюда геометрическую неравномерность вытеснения;

2 – межслойную неравномерность вытеснения нефти (и межпластовую тоже), обусловленную хаотической зональной неоднородностью слоев по проницаемости;

3 – также учитывает устойчивую неоднородность слоев и пластов по их средней проницаемости.

Данный критерий отвечает на вопрос: целесообразно или нет представленную группу нефтяных пластов объединять в один общий эксплуатационный объект. А выделение самих групп пластов – это другой вопрос, который надо решить до применения критерия.

Данный критерий довольно прост, поэтому применим в довольно сложных ситуациях.

ÊĬ‡, ‡ 3

èêéĀāŌa Ō êĀáêĀĀéí āà çŌî í üç ō ĭ àŌëí éêéŮŊŌçàâ

3.1. éêéŌŊŌāŌçàŌ í Ōĭ çéāéĒàóŌëāéâ ûĭ î Ōāí àÇçéēí à àŌéééâüĭ àâ

На рассматриваемом нефтяном месторождении по годам известна динамика бурения и ввода в эксплуатацию скважин, добычи нефти и жидкости, числа работающих скважин. Такие фактические данные имеются как до проведения мероприятий по увеличению добычи нефти и нефтеотдачи пластов, так и после их проведения.

Как на основе этих фактических данных выявить эффект дополнительно проведенных мероприятий и как выявленный общий эффект разделить между отдельными мероприятиями?

Но прежде всего необходимо оценить эффективность осуществленных проектных мероприятий, чтобы затем оценить эффективность дополнительных мероприятий.

Для достижения поставленной цели надо использовать уравнения разработки нефтяной залежи.

Самым важным среди них является уравнение добычи нефти

$$q^{(t)} = q_0^{(t)} \cdot \left(1 - \frac{Q_D^{(t)}}{Q_0^{(t)}}\right),$$

где $q^{(t)}$ – дебит нефти разрабатываемой залежи в t -й момент времени или в t -м году (на середину t -го года); $q_0^{(t)}$ – амплитудный дебит в t -м году; $Q_D^{(t)}$ – накопленный отбор нефти к середине t -го года; $Q_0^{(t)}$ – введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти тоже к середине t -го года.

Амплитудный дебит в свою очередь зависит от $\eta_{\text{ср}}$ – среднего коэффициента продуктивности скважин, от $n_0^{(t)}$ – числа

пробуренных и введенных в эксплуатацию скважин и $(P_{\text{сн}} - P_{\text{сз}})$ – разности забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин, от φ – функции относительной производительности проектной скважины и других факторов

$$q_0^{(t)} = \tau \cdot \eta_{\text{ср}} \cdot n_0^{(t)} \cdot (P_{\text{сн}} - P_{\text{сз}}) \cdot \varphi \cdot \xi,$$

где новые обозначения: τ – число дней работы скважины в году; ξ – поправочный понижающий коэффициент, учитывающий отрицательное влияние зональной неоднородности пластов и необходимость обеспечения 90%-ной надежности проектной добычи нефти. Функция относительной производительности скважины может иметь такой вид (хотя она может быть значительно более сложной универсальной!):

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{\mu_*} + \frac{1}{m_1}} \cdot \frac{1}{1+m},$$

где μ_* – соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях; m – соотношение добывающих и нагнетательных скважин; m_1 – соотношение добывающих скважин первой орбиты и нагнетательных скважин, причем $m_1 < m$.

Следующим по важности является уравнение добычи жидкости

$$q_{F2}^{(t)} = q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)}) \cdot \mu_0;$$

$$q_F^{(t)} = q_0^{(t)} \cdot \left(1 - \frac{Q_{FD}^{(t)}}{Q_{F0}^{(t)}} \right),$$

где $q_{F2}^{(t)}$ и $q_F^{(t)}$ – весовой и расчетный дебиты жидкости в t -й момент времени или в t -м году; μ_0 – коэффициент различия физических свойств (учет различия плотности и подвижности) нефти и вытесняющего агента; $Q_{FD}^{(t)}$ и $Q_{F0}^{(t)}$ – соответственно расчетный накопленный отбор жидкости и введенные в разработку расчетные начальные извлекаемые запасы жидкости к середине t -го года.

Введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти $Q_0^{(t)}$ и расчетные начальные извлекаемые запасы жидкости $Q_{F0}^{(t)}$ выражаются через величину подвижных запасов нефти $Q_{\pi}^{(t)}$

$$Q_0^{(t)} = Q_\pi^{(t)} \cdot K_3,$$

$$Q_{F0}^{(t)} = Q_\pi^{(t)} \cdot F;$$

K_3 – коэффициент использования подвижных запасов нефти $Q_\pi^{(t)}$; F – расчетный суммарный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти $Q_\pi^{(t)}$; величины K_3 и F определяются следующим образом:

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot A;$$

$$F = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot \ln \frac{1}{1 - A};$$

$$K_3 = K_{3к} - (K_{3к} - K_{3н}) \cdot e^{\frac{F - K_{3н}}{K_{3к} - K_{3н}}};$$

$$K_{3н} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2}; K_{3к} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2};$$

$$\theta = \frac{K_{3н}}{K_{3к}} = \frac{0,95 + 0,25 \cdot V^2}{1,2 + 4,2 \cdot V^2}; V^2 = \frac{0,95 - 1,2 \cdot \theta}{4,2 \cdot \theta - 0,25};$$

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2},$$

где A и A_2 – соответственно расчетная предельная и весовая предельная доли агента в дебите жидкости добывающей скважины; $K_{3н}$ и $K_{3к}$ – это, прежде всего, параметры линейной зависимости текущего дебита нефти от накопленного отбора нефти при фиксированных условиях эксплуатации скважины (при постоянстве разности пластового и забойного давлений $P_{пл} - P_{сз} = \text{const}$ и постоянстве эксплуатируемого объема нефтяных пластов, то есть при постоянстве работы соседних добывающих и нагнетательных скважин); $K_{3н}$ – доля отбора подвижных запасов нефти за безводный (почти безводный) период эксплуатации типичной средней добывающей скважины; $K_{3к}$ – потенциально возможная доля отбора подвижных запасов нефти по той же добывающей скважине, определяемая путем экстраполяции линейного отрезка до пересечения с осью накопленного отбора нефти; V^2 – показатель расчетной послойной неоднородности эксплуатируемых нефтяных пластов или

показатель общей неравномерности вытеснения нефти агентом в добывающую скважину; $\theta = \frac{K_{\text{зн}}}{K_{\text{зк}}}$ – тоже показатель неравномерности вытеснения нефти, определяемый по фактическому обводнению нескольких добывающих скважин.

Обратите внимание, что самая главная зависимость (K_3 – текущей доли отбора подвижных запасов нефти от величины A – текущей расчетной доли агента) устанавливается индивидуально по отдельным добывающим скважинам, а затем осредняется и присваивается типичной средней добывающей скважине.

Подвижные запасы нефти $Q_{\pi}^{(t)}$ определяются по балансовым геологическим запасам нефти $Q_B^{(t)}$ с учетом трех коэффициентов K_1 , K_2 и K_4 .

Первый из них K_1 называется коэффициентом сетки и учитывает влияние плотности проектной сетки скважин на фоне зональной неоднородности и прерывистости нефтяных пластов и представляется следующей формулой:

$$K_1 = e^{-\frac{w^2}{d^2} \cdot S^1},$$

где w – прерывистость или доля неколлектора по площади распространения обособленных нефтяных слоев и пластов; d – характерный линейный размер или шаг хаотической изменчивости; S^1 – нефтяная площадь, приходящаяся на одну скважину.

Чем больше прерывистость слоев и пластов, чем больше площадь на скважину и чем меньше шаг хаотической изменчивости, тем ниже коэффициент сетки, тем больше потеря запасов нефти. Так, если $w = 0,3$, $d = 0,5$ км и $S^1 = 16$ га = $0,16$ км², то коэффициент сетки равен $K_1 = 0,944$; а если площадь на скважину в четыре раза больше и равна $S^1 = 64$ га = $0,64$ км², то коэффициент сетки равен $K_1 = 0,794$.

Второй коэффициент K_2 называется коэффициентом вытеснения, определяется в лабораторных условиях на образцах породы нефтяных пластов. При вытеснении нефти водой K_2 обычно бывает в пределах от 0,5 до 0,8. По девонскому горизонту Ромашкинского нефтяного месторождения K_2 был равен 0,68. Совокупность установленных значений этого коэффициента по какому-либо эксплуатационному объекту обычно обладает существенной неоднородностью. Поэтому для определения среднего значения этого коэффициента с удовлетворительной

точностью надо исследовать представительную и достаточно большую совокупность образцов керна, исчисляемую многими десятками и даже сотнями.

Четвертый коэффициент K_4 называется коэффициентом надежности системы разработки нефтяной залежи, учитывает ограниченную долговечность и хаотичность аварийного выхода из строя скважин. При отсутствии дублирования аварийно выбывших скважин этот коэффициент представляется следующей очень простой формулой:

$$K_4^0 = \frac{1}{1 + \frac{Q_0}{q_0 \cdot T_c}}.$$

По этой формуле видно, что чем лучше сделаны скважины – чем больше их долговечность T_c , чем больше их амплитудный дебит q_0 и темп отбора потенциальных извлекаемых запасов нефти $\frac{q_0}{Q_0}$, чем меньше среднее время отбора этих запас-

сов нефти $T_{cp} = \frac{Q_0}{q_0}$, тем выше K_4^0 – коэффициент надежности системы.

Числовой пример. Пусть темп отбора запасов нефти равен $\frac{q_0}{Q_0} = 0,1 \frac{1}{\text{год}}$, качество строительства и эксплуатации скважин вполне удовлетворительное и их долговечность равна $T_c = 50$ лет, тогда коэффициент надежности системы разработки залежи оказывается равным

$$K_4^0 = \frac{1}{1 + \frac{1}{0,1 \cdot 50}} = 0,833.$$

Произведение приведенных трех коэффициентов при площади на скважину проектной сетки $S^1 = 16 \text{ га} = 0,16 \text{ км}^2$ и при отсутствии дублирования аварийно выбывших скважин получается равным

$$K_1 \cdot K_2 \cdot K_4^0 = 0,944 \cdot 0,68 \cdot 0,833 = 0,535.$$

При расчетной послойной неоднородности эксплуатируемых нефтяных пластов $V^2 = 0,667$, при весовой предельной обводненности отбираемой жидкости $A_2 = 0,95$ и коэффициенте различия физических свойств нефти и вытесняющей воды $\mu_0 = 3$ получаются следующие величины:

расчетная предельная доля агента

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2} = \frac{0,95}{0,05 \cdot 3 + 0,95} = 0,864;$$

параметры коэффициента использования подвижных запасов нефти

$$K_{\text{зн}} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot 0,667} = 0,25;$$

$$K_{\text{зк}} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot 0,667} = 0,895;$$

показатель неоднородности нефтяных пластов по фактическому обводнению скважин

$$\theta = \frac{K_{\text{зн}}}{K_{\text{зк}}} = \frac{0,25}{0,895} = 0,279;$$

сам коэффициент использования подвижных запасов нефти

$$K_3 = K_{\text{зн}} = (K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) \cdot A = 0,25 + (0,895 - 0,25) \cdot 0,864 = 0,807;$$

расчетный относительный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти

$$F = K_{\text{зн}} + (K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) \cdot \ln \frac{1}{1 - A} = 0,25 + (0,895 - 0,25) \cdot \ln \frac{1}{1 - 0,864} = 1,537;$$

весовой относительный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти

$$F_2 = K_3 + (F - K_{\text{зн}}) \cdot \mu_0 = 0,807 + (1,537 - 0,807) \cdot 3 = 2,997;$$

соотношение весовых суммарных отборов жидкости и нефти

$$\frac{F_2}{K_3} = \frac{2,997}{0,807} = 3,714;$$

средняя весовая доля нефти в суммарном отборе жидкости

$$\frac{K_3}{F_2} = \frac{0,807}{2,997} = 0,269.$$

Коэффициент нефтеотдачи эксплуатируемых нефтяных пластов представляет собой произведение четырех коэффициентов

$$K_{\text{но}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4^0 = 0,944 \cdot 0,68 \cdot 0,807 \cdot 0,833 = 0,432.$$

Это было рассчитано при плотности проектной сетки скважин $S^1 = 16$ га/скв.; а если сетку скважин разредить вдвое с $S^1 = 16$ га/скв. до $S^1 = 32$ га/скв. и соответственно вдвое уменьшить темп отбора потенциально извлекаемых запасов нефти с $\frac{q_0^1 \cdot n_0}{Q_0} = 0,10 \frac{1}{\text{год}}$ до $\frac{q_0^1 \cdot n_0}{Q_0} = 0,05 \frac{1}{\text{год}}$, то коэффициент нефтеотдачи становится равным

$$K_{\text{но}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4^0 = 0,891 \cdot 0,68 \cdot 0,807 \cdot 0,714 = 0,349$$

или уменьшится в $\frac{0,432}{0,349} = 1,238$ раза.

Для полноты рассматриваемой картины определим значения первого и четвертого коэффициентов K_1 и K_4^0 при различных значениях плотности проектной сетки скважин S^1 , общего числа скважин n_0 и темпа отбора запасов нефти $\frac{q_0^1 \cdot n_0}{Q_0}$; также определим значения коэффициента нефтеотдачи пластов $K_{\text{но}}$ при условии, что второй и третий коэффициенты остаются неизменными $K_2 \cdot K_3 = 0,68 \cdot 0,807 = 0,5488$.

Таблица 3.1

S^1 , га/ скв.	n_0	K_1	$\frac{q_0^1 \cdot n_0}{Q_0}$, 1/год	Значения $\frac{K_4^0}{K_{\text{но}}}$ при T_c					
				20	30	40	50	60	70
64	200	0,794	0,0125	0,2	0,2727	0,333	0,3846	0,4286	0,4667
				0,0871	0,1188	0,1452	0,1676	0,1867	0,2033
			0,0250	0,3333	0,4286	0,5	0,5556	0,6	0,6364
32	400	0,891		0,1452	0,1867	0,2179	0,2421	0,2614	0,2773
			0,0375	0,4286	0,5294	0,6	0,6522	0,6933	0,7241
				0,2096	0,2588	0,2934	0,3189	0,3385	0,354
16	800	0,944	0,050	0,5	0,6	0,6667	0,7143	0,75	0,7778
				0,2744	0,2934	0,326	0,3494	0,3667	0,3803
			0,075	0,6	0,6923	0,75	0,7895	0,8182	0,84
				0,3108	0,3586	0,3885	0,409	0,4239	0,4351
			1,000	0,6667	0,75	0,8	0,8333	0,8571	0,875
				0,3454	0,3883	0,4144	0,4317	0,444	0,4533

Представленные в табл. 3.1 результаты расчета конечной нефтеотдачи пластов, во-первых, соответствуют многим реальным разрабатываемым нефтяным залежам и месторождениям, во-вторых, являются количественной иллюстрацией различных сторон рассматриваемой довольно сложной проблемы определения величины конечной нефтеотдачи и выявления возможных путей ее увеличения.

Анализ приведенных результатов показывает, что при отсутствии дублирования аварийно выбывших скважин конечная нефтеотдача пластов очень сильно зависит от ограниченной долговечности скважин. Только по этой причине при увеличении долговечности скважин с 20 до 70 лет, или в 3,5 раза, нефтеотдача может увеличиться на 10÷15 %, или в 1,3÷2,3 раза. Влияние ограниченной долговечности можно компенсировать уменьшением среднего времени отбора запасов нефти или увеличением интенсивности отбора запасов нефти: при увеличении годового темпа отбора запасов с $0,0125 \frac{1}{\text{год}}$ до $0,1000 \frac{1}{\text{год}}$, или в 8 раз, нефтеотдача увеличивается на 25 %, или в 2,2÷4,0 раза. Увеличение плотности проектной сетки скважин в 4 раза с $S^1 = 64$ га до $S^1 = 16$ га увеличивает K_1 – коэффициент сетки в 1,2 раза, а коэффициент нефтеотдачи – на 18÷20 %, или в 1,6÷2,4 раза!

Отсюда следует практический вывод о целесообразности улучшения конструкции, повышения качества строительства и эксплуатации скважин ради значительного увеличения их долговечности; также следует практический вывод о целесообразности максимальной рациональной интенсификации отбора запасов нефти, тем более использования всех имеющихся природных и технических возможностей интенсификации.

По приведенным результатам расчета нефтеотдачи пластов видно, что огромный резерв увеличения нефтеотдачи связан со вторым коэффициентом K_2 – коэффициентом вытеснения, который потенциально возможно увеличить в 1,5 раза. Но это не так просто сделать. Вариантом реализации этого резерва может быть применение предложенного нами газового заводнения, при котором в нагнетательные скважины сначала закачивают газ, а потом закачивают воду; перед фронтом воды образуется широкая газовая оторочка. Газовое заводнение создается с целью объединения достоинств газа и воды: высокий, близкий к единице, коэффициент вытеснения нефти газом и высокий коэффициент охвата вытеснением при закачке воды.

Заметный резерв увеличения нефтеотдачи пластов связан с увеличением третьего коэффициента K_3 – коэффициента использования подвижных запасов нефти; тем более это так, поскольку уже приведенные результаты были получены для более благоприятных условий залежей нефти средней вязкости (коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента был равен $\mu_0 = 3$), тогда как по залежам нефти повышенной, высокой и очень высокой вязкости (коэф-

коэффициент различия физических свойств μ_0 равен 10, 30 и 100) все гораздо хуже. При весовой предельной доле агента в дебите жидкости, равной $A_2 = 0,95$, получены следующие результаты:

μ_0	1	3	10	30	100
A	0,950	0,864	0,665	0,388	0,160
K_3	0,863	0,807	0,672	0,500	0,353
$K_{но}$	0,462	0,432	0,360	0,268	0,189

Необходимо обратить внимание, что различие физических свойств нефти и вытесняющего агента, представляемое величиной μ_0 , действует на фоне неоднородности пластов. Чем больше величина V^2 – расчетной послойной неоднородности, тем меньше величина $K_{зн}$ – доли отбора подвижных запасов нефти за начальный безводный период эксплуатации скважин, тем больше отбор подвижных запасов нефти зависит от A – расчетной доли агента в дебите жидкости, которая зависит от A_2 – весовой доли агента и довольно сильно зависит от величины μ_0 – коэффициента различия физических свойств, который в свою очередь зависит от μ_* – соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти и γ_* – веса агента для замещения единицы веса товарной нефти в пластовых условиях

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \gamma_*.$$

Увеличить третий коэффициент K_3 и соответственно коэффициент нефтеотдачи $K_{но}$ можно различными путями.

Первый путь – осуществление разработки нефтяных пластов (закачки вытесняющего агента в нагнетательных скважинах и отбор нефти в добывающих скважинах) при нестационарном замкнуто-упругом режиме фильтрации, что в значительной мере уменьшает отрицательное влияние послойной неоднородности по проницаемости.

Второй путь – уменьшение величины μ_0 – коэффициента различия физических свойств за счет уменьшения μ_* – соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти, например, за счет повышения вязкости закачиваемой воды растворением в ней небольшого количества (0,1÷0,2 %) полимера или чередованием закачки воды и небольшой части (5÷10 %) добытой высоковязкой нефти.

Третий путь – уменьшение величины V^2 – расчетной послойной неоднородности нефтяных пластов по проницаемости, которая учитывает неоднородность между обособленными неф-

тяными слоями и пластами по их средней проницаемости и неоднородность внутри этих слоев и пластов.

Обозначим неоднородность внутри обособленных слоев и пластов через V_*^2 и между обособленными слоями и пластами через V_{**}^2 . Зависимость V^2 – расчетной послойной неоднородности от V_*^2 – внутрислойной неоднородности и V_{**}^2 – межслойной неоднородности представляется следующей формулой:

$$(1 + V^2) = (1 + V_*^2) \cdot (1 + V_{**}^2);$$

$$V^2 = (1 + V_*^2) \cdot (1 + V_{**}^2) - 1.$$

Последовательная эффективная изоляция обводненных нефтяных слоев и пластов позволяет исключить отрицательное влияние V_{**}^2 – межслойной неоднородности на K_3 – коэффициент использования подвижных запасов нефти и на $K_{но}$ – коэффициент нефтеотдачи пластов.

Рассмотрим *числовой пример*.

Разрабатываемый эксплуатационный объект состоит из 5 обособленных нефтяных слоев, одинаковых по эффективной толщине и подвижным запасам нефти, но различных по средней проницаемости (табл. 3.2).

Таблица 3.2

Номер слоя	Средняя проницаемость слоя	Доля слоя	
		в общих подвижных запасах нефти	в общем дебите
1	3	0,2	0,2000
2	4	0,2	0,2667
3	2	0,2	0,1333
4	5	0,2	0,3333
5	1	0,2	0,0667
	Ср.3	Σ 1,0	1,0

Средняя проницаемость равна $x_{ср} = 3$, средний квадрат проницаемости равен $(x^2)_{ср} = 11$, межслойная неоднородность по проницаемости равна

$$V_{**}^2 = \frac{(x^2)_{ср}}{(x_{ср})^2} - 1 = \frac{11}{3^2} - 1 = 0,222.$$

При расчетной послойной неоднородности $V^2 = 0,667$ и

межслойной неоднородности $V_{**}^2 = 0,222$ внутрислойная неоднородность оказывается равной

$$V_*^2 = \frac{1+V^2}{1+V_{**}^2} - 1 = \frac{1,667}{1,222} - 1 = 0,364.$$

Будем рассматривать разработку в целом всего эксплуатационного объекта и параллельно отдельно наиболее проницаемого слоя и второго по проницаемости слоя, проницаемость у которых выше средней по объекту в $\frac{3}{5} = 1,667$ раза и в $\frac{4}{3} = 1,333$ раза.

В целом по эксплуатационному объекту для заданных значений F – расчетного относительного отбора жидкости в долях подвижных запасов нефти (или относительного времени при условии постоянной депрессии – постоянной разности пластового и забойного давлений у рассматриваемой добывающей скважины $(P_{пл} - P_{сз}) = \text{const}$) определяем $(1 - A)$ – относительный дебит нефти в долях начального дебита, также $\left[(1 - A) + A \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_*} \right]$ – относительный объемный дебит жидкости в долях начального дебита нефти и K_3 – долю отбора подвижных запасов нефти при следующих данных:

$$V^2 = 0,667; K_{3н} = 0,25; K_{3к} = 0,895; (K_{3к} - K_{3н}) = 0,645 \text{ и } \frac{\mu_0}{\gamma_*} = 3$$

по следующим формулам;

$$(1 - A) = e^{-\frac{F - K_{3н}}{K_{3к} - K_{3н}}} = e^{-\frac{F - 0,25}{0,645}};$$

$$v_{qF_1} = (1 - A) + A \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_*} = (1 - A) + A \cdot 3 = 3 - 2 \cdot (1 - A);$$

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot A = K_{3к} - (K_{3к} - K_{3н}) \cdot (1 - A) = 0,895 - 0,645 \cdot (1 - A).$$

Отдельно по двум рассматриваемым нефтяным слоям определяем их индивидуальный вклад в текущий дебит нефти $(1 - A_+)$ и $(1 - A_{++})$, в текущий объемный дебит жидкости v_{qF_1+} и $v_{qF_{1++}}$ и в отбор подвижных запасов нефти K_{3+} и K_{3++} .

У каждого нефтяного слоя внутрислойная неоднородность равна $V_*^2 = 0,364$ и соответственно $K_{\text{зн}} = 0,366$; $K_{\text{зк}} = 0,961$ и $(K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) = 0,595$.

Наиболее проницаемый нефтяной слой имеет долю в начальном общем дебите нефти эксплуатационного объекта, равную 0,3333, долю в начальных подвижных запасах нефти этого объекта, равную 0,2, и обладает проницаемостью выше средней проницаемости объекта в 1,667 раза. С учетом этого расчетные формулы принимают следующий вид:

$$(1 - A_+) = 0,3333 \cdot e^{-\frac{1,667 \cdot F - 0,366}{0,595}} = 0,3333 \cdot e^{-\frac{F - 0,220}{0,357}};$$

$$\begin{aligned} v_{qF_+} &= (1 - A_+) + [0,3333 - (1 - A_+)] \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_0} = \\ &= (1 - A_+) + [0,3333 - (1 - A_+)] \cdot 3 = 1 - 2 \cdot (1 - A_+); \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} K_{3+} &= 0,2 \cdot \left[K_{\text{зк}} - (K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) \cdot \frac{(1 - A_+)}{0,3333} \right] = 0,2 \cdot \left[0,961 - 0,595 \cdot \frac{(1 - A_+)}{0,3333} \right] = \\ &= 0,192 - 0,357 \cdot (1 - A_+). \end{aligned}$$

Второй по проницаемости нефтяной слой имеет долю в начальном дебите нефти эксплуатационного объекта, равную 0,2667, долю в начальных подвижных запасах нефти этого объекта, равную 0,2, и обладает проницаемостью выше средней проницаемости объекта в 1,333 раза. С учетом этого расчетные формулы принимают следующий вид:

$$(1 - A_{++}) = 0,2667 \cdot e^{-\frac{1,333 \cdot F - 0,366}{0,595}} = 0,2667 \cdot e^{-\frac{F - 0,275}{0,446}};$$

$$\begin{aligned} v_{qF_{++}} &= (1 - A_{++}) + [0,2667 - (1 - A_{++})] \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_0} = \\ &= (1 - A_{++}) + [0,2667 - (1 - A_{++})] \cdot 3 = 0,8 - 2 \cdot (1 - A_{++}); \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} K_{3++} &= 0,2 \cdot \left[K_{\text{зк}} - (K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) \cdot \frac{(1 - A_{++})}{0,2667} \right] = 0,2 \cdot \left[0,961 - 0,595 \cdot \frac{(1 - A_{++})}{0,2667} \right] = \\ &= 0,192 - 0,446 \cdot (1 - A_{++}). \end{aligned}$$

Результаты проведенного расчета представлены в табл. 3.3. Проанализируем эти результаты.

Приложение 3.3

Расчет процесса эксплуатации добывающей скважины

Но- мер перио- да вре- мени по поряд- ку	В целом эксплуатацион- ный объект				Первый по прони- цаемости нефтяной слой			Эксплуатационный объект без первого по проницаемости нефтяного слоя			Второй по проница- емости нефтяной слой			Эксплуатационный объект без первого и второго по проницае- мости нефтяных слоев		
	F	(1-A)	v_{qF_1}	K_3	$(1-A_+)$	$v_{qF_{1+}}$	K_{3+}	$(1-A_-)$ $-(1-A_+)$	$v_{qF_1} -$ $-v_{qF_{1+}}$	$K_3 - K_{3+}$	$(1-A_{++})$	$v_{qF_{1++}}$	K_{3++}	$(1-A_-)$ $-(1-A_+)$	$(v_{qF_1} -$ $-v_{qF_{1+}} -$ $-v_{qF_{1++}})$	$K_3 -$ $-K_{3+} -$ $-K_{3++}$
5	0	1	1	0	0,3333	0,3333	0	0,6667	0,6667	0	0,2667	0,2667	0	0,4	0,4	0
	0,4	0,7925	1,4150	0,3838	0,2013	0,5974	0,1201	0,5912	0,8176	0,2637	0,2015	0,3970	0,1021	0,3970	0,4206	0,1616
	0,6	0,5812	1,8376	0,5201	0,1150	0,7701	0,1510	0,4662	1,0675	0,3691	0,1287	0,5426	0,1346	0,3375	0,5249	0,2345
	0,8	0,4263	2,1475	0,6201	0,0657	0,8687	0,1686	0,3606	1,2788	0,4515	0,0822	0,6356	0,1553	0,2784	0,6432	0,2962
	1,0	0,3126	2,3748	0,6934	0,0375	0,9250	0,1786	0,2751	1,4498	0,5148	0,0525	0,6950	0,1686	0,2226	0,7548	0,3462
	1,2	0,2293	2,5415	0,7471	0,0214	0,9572	0,1844	0,2079	1,5843	0,5627	0,0335	0,7330	0,1717	0,1744	0,8513	0,3910
	1,4	0,1681	2,6637	0,7865	0,0122	0,9755	0,1876	0,1559	1,6882	0,5989	0,0214	0,7572	0,1825	0,1345	0,9310	0,4164
7	1,6	0,1233	2,7534	0,8155	0,0070	0,9860	0,1895	0,1163	1,7674	0,6260	0,0137	0,7727	0,1859	0,1026	0,9947	0,4401
8	1,8	0,0904	2,8191	0,8367	0,0040	0,9921	0,1906	0,0864	1,8270	0,6461	0,0087	0,7825	0,1881	0,0777	1,0445	0,4580
11	2,0	0,0663	2,8673	0,8522	0,0028	0,9954	0,1912	0,0635	1,8719	0,6610	0,0056	0,7888	0,1895	0,0579	1,0831	0,4715
	2,2	0,0486	2,9027	0,8636	0,0013	0,9974	0,1915	0,0473	1,9053	0,6721	0,0036	0,7929	0,1904	0,0437	1,1124	0,4817
	2,4	0,0357	2,9200	0,8720	0,0007	0,9985	0,1917	0,0350	0,9215	0,6803	0,0023	0,7955	0,1910	0,0327	1,1260	0,4893

Сначала рассмотрим обычную эксплуатацию добывающей скважины без проведения изоляции высокообводненных наиболее проницаемых обособленных нефтяных слоев. Тогда скважину придется выключать из работы в конце 7-го периода при достижении расчетной доли агента в дебите жидкости $A = 1 - 0,1233 = 0,8767$. При этом объемная доля агента в дебите жидкости будет $A_1 = 1 - \frac{0,1233}{2,7534} = 0,9552$, доля отбора подвижных запасов нефти будет $K_3 = 0,8155$ при расчетном относительном отборе жидкости $F = 1,6$ и объемном относительном отборе жидкости в долях подвижных запасов нефти

$$F_1 = K_3 + (F - K_3) \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_*} = 0,8155 + (1,6 - 0,8155) \cdot 3 = 3,169.$$

Но если в этот момент времени добывающую скважину не выключать из работы полностью, а изолировать у нее два высокообводненных наиболее проницаемых обособленных слоя, то тогда ее относительный дебит нефти уменьшится с $(1 - A) = 0,1233$ до $[(1 - A) - (1 - A_+) - (1 - A_{++})] = 0,1233 - 0,0070 - 0,0137 = 0,1026$, зато относительный дебит жидкости уменьшится с $v_{qF_1} = 2,7534$ до

$$[v_{qF_1} - v_{qF_{1+}} - v_{qF_{1++}}] = 2,7534 - 0,9860 - 0,7727 = 0,9947,$$

соответственно уменьшится объемная доля агента в дебите жидкости с $A_1 = 1 - \frac{0,1233}{2,7534} = 0,9552$ до $A_1 = 1 - \frac{0,1026}{0,9947} = 0,8969$.

Но так будет при отсутствии ограничения на производительность закачки вытесняющего агента (агента достаточно и резерв производительности закачки имеется) и производительности глубинного насоса добывающей скважины, если с начала эксплуатации добывающей скважины производительность закачки увеличилась в 2,7534 раза и производительность глубинного насоса увеличилась в 2,7534 раза. А если есть ограничение по производительности закачки и она сохранилась неизменной на первоначальном уровне, то тогда значительное увеличение относительного объемного дебита жидкости в действительности означает дополнительное значительное снижение дебита нефти с $(1 - A) = 0,1233$ до $\frac{(1-A)}{v_{qF_1}} = \frac{0,1233}{2,7534} = 0,0448$.

Тогда изоляция двух высокообводненных наиболее проницаемых обособленных нефтяных слоев означает фактическое

$$\begin{aligned} \text{увеличение дебита нефти с } \frac{(1-A)}{v_{qF_1}} &= \frac{0,1233}{2,7534} = 0,0448 \text{ до} \\ \frac{(1-A)-(1-A_+)-(1-A_{++})}{v_{qF_1}-v_{qF_{1+}}-v_{qF_{1++}}} &= \frac{0,1233-0,0070-0,0137}{2,7534-0,9860-0,7727} = \frac{0,1026}{0,9947} = 0,1031, \text{ или в} \\ \frac{0,1031}{0,0448} &= 2,3024 = 2,3 \text{ раза!} \end{aligned}$$

Обычно ограничения производительности закачки и производительности глубинного насоса добывающей скважины бывают гораздо меньше, тем не менее обычно изоляция обводненных нефтяных слоев не только уменьшает отбор жидкости и холостую прокачку вытесняющего агента, позволяет продолжить эксплуатацию и увеличить нефтеотдачу пластов, но также увеличивает текущий дебит нефти! При неизменной производительности глубинного насоса значительное уменьшение обводненности отбираемой жидкости может привести к увеличению дебита нефти!

После изоляции двух высокообводненных нефтяных слоев добывающая скважина будет работать до конца 9-го периода, когда расчетная доля агента в дебите жидкости станет $1 - \frac{0,0579}{0,4} = 0,8553$ и объемная доля агента станет $1 - \frac{0,0579}{1,0831} = 0,9463$. За это время за счет работы неизолированных нефтяных слоев доля использования подвижных запасов нефти увеличится на $(0,4715 - 0,4401) = 0,0314$ с $K_3 = 0,8155$ до $K_3 = 0,8155 + 0,0314 = 0,8469$.

Но если изоляцию высокообводненных нефтяных слоев производить не в последний момент работы добывающей скважины при достижении предельной доли агента в дебите жидкости $A = 0,8767$ и $A_1 = 0,9552$, когда ее надо останавливать, а раньше, например, наиболее проницаемый нефтяной слой изолировать в конце 4-го периода, а второй по проницаемости нефтяной слой – в конце 5-го периода (когда их собственные расчетные предельные доли агента в дебите жидкости $1 - \frac{0,0375}{0,3333} =$

$$= 1 - 0,1125 = 0,8875 \text{ и } 1 - \frac{0,0335}{0,2667} = 1 - 0,1256 = 0,8744 \text{ близки к}$$

расчетной предельной доле по эксплуатационному объекту $A = 0,8767$), то за 5-й, 6-й и 7-й периоды объемный отбор жидкости уменьшается в 2,3 раза, отбор нефти уменьшается в 1,2 раза, но объемная доля нефти в отборе жидкости увеличивается в 1,93 раза. При постоянном объемном дебите жидкости отключение высокообводненных нефтяных слоев увеличивает дебит нефти в 1,93 раза; но при отсутствии ограничения роста

объемного дебита жидкости дебит нефти уменьшается в 1,2 раза.

Из-за более раннего отключения двух высокообводненных нефтяных слоев доля отбора подвижных запасов нефти уменьшается

$$\Delta K_3 = \Delta K_{3^*} + \Delta K_{3^{**}} = 0,1786 - 0,1895 + 0,1717 - 0,1859 = -0,0251$$

и уменьшается объемный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти на величину $\Delta F_1 = -0,8798$ с $F_1 = 3,1690$ до $F_1 = 3,1690 - 0,8797 = 2,2883$, или в $\frac{3,1690}{2,2883} = 1,385$ раза.

Как было отмечено, продолжение эксплуатации остальных нефтяных слоев после 7-го периода до конца 9-го периода долю отбора подвижных запасов нефти увеличивает на $\Delta K_3 = 0,0314$ и компенсирует потерю $\Delta K_3 = -0,0251$, остается небольшой выигрыш $\Delta K_3 = 0,0314 - 0,0251 = 0,0063$; также увеличивает объемный отбор жидкости на величину $\Delta F = 0,6362$, но все-таки остается снижение объемного отбора жидкости $\Delta F = -0,8797 + 0,6362 = -0,2425$; но главный результат – снижение текущего объемного дебита жидкости с конца 4-го периода до конца 9-го периода в 1,5+2,7 раза.

Коротко представим *второй числовой пример*.

Добывающая скважина эксплуатирует объект, состоящий из четырех обособленных нефтяных слоев, одинаковых по толщине, но различных по проницаемости (табл. 3.4).

Таблица 3.4

Номер слоя	Средняя проницаемость слоя	Доля слоя	
		в общих подвижных запасах нефти	в общем дебите
1	4	0,25	0,2667
2	2	0,25	0,1333
3	8	0,25	0,5333
4	1	0,25	0,0667
	Ср. 3,75	$\Sigma 1,0$	1,0000

Как и в первом числовом примере внутрислойную неоднородность принимаем равной $V_*^2 = 0,364$. Межслойную неоднородность определяем по приведенным данным

$$x_{\text{ср}} = \frac{15}{4} = 3,75; (x^2)_{\text{ср}} = \frac{85}{4} = 21,25;$$

$$V_{**}^2 = \frac{(x^2)_{\text{cp}}}{(x_{\text{cp}})^2} - 1 = \frac{21,25}{(3,75)^2} - 1 = 0,5111.$$

По внутрислойной и межслойной неоднородностям определяем расчетную послойную неоднородность в целом для всего эксплуатационного объекта

$$V^2 = (1 + V_*^2)(1 + V_{**}^2) - 1 = 1,364 \cdot 1,5111 - 1 = 1,061.$$

По эксплуатационному объекту при $V^2 = 1,061$ $K_{\text{зн}} = 0,177$, $K_{\text{зк}} = 0,823$, $(K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) = 0,646$,

$$(1 - A) = e^{-\frac{F-0,177}{0,646}};$$

$$v_{qF_1} = (1 - A) + A \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_*} = (1 - A) + A \cdot 3 = 3 - 2 \cdot (1 - A);$$

$$K_3 = 0,823 - 0,646 \cdot (1 - A).$$

По отдельному наиболее проницаемому нефтяному слою, проницаемость которого выше средней в $\frac{8}{3,75} = 2,1333$ раза,

при внутрислойной неоднородности $V_*^2 = 0,364$ $K_{\text{зн}} = 0,366$, $K_{\text{зк}} = 0,961$, $(K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) = 0,595$,

$$(1 - A_+) = 0,5333 \cdot e^{-\frac{2,1333 \cdot F - 0,366}{0,595}} = 0,5333 \cdot e^{-\frac{F-0,1716}{0,2789}};$$

$$v_{qF_{1+}} = (1 - A_+) + [0,5333 - (1 - A_+)] \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_*} = 1,6 - 2 \cdot (1 - A_+);$$

$$K_{3+} = 0,25 \cdot [K_{\text{зк}} - (K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}})] \cdot \frac{(1 - A_+)}{0,5333} = 0,2403 - 0,2789 \cdot (1 - A_+).$$

По этим формулам был сделан расчет, результаты которого представлены в табл. 3.5. На основе анализа данных и дополнительных подсчетов можно установить следующее.

При обычной эксплуатации, без применения изоляции высокообводненного нефтяного слоя, добывающая скважина будет выключена из работы в конце 7-го периода при достижении расчетной доли и объемной доли агента в текущем дебите жидкости соответственно $A = 1 - 0,1105 = 0,8895$ и $A_1 = 1 -$

Таблица 3.5

Расчет процесса эксплуатации добывающей скважины

Номер периода времени по порядку	В целом по эксплуатационному объекту				Наиболее проницаемый слой			Эксплуатационный объект без наиболее проницаемого слоя		
	F	(1 - A)	v_{qF_1}	K_3	(1 - A ₊)	$v_{qF_{1+}}$	K_{3+}	(1-A)-(1-A ₊)	$v_{qF_1} - v_{qF_{1+}}$	$K_3 - K_{3+}$
0	0	1	1	0	0,5333	0,5333	0	0,4667	0,4667	0
1	0,4	0,7081	1,5838	0,3656	0,2351	1,1297	0,1747	0,4730	0,4541	0,1909
2	0,6	0,5195	1,9609	0,4874	0,1147	1,3704	0,2083	0,4048	0,5905	0,2791
3	0,8	0,3812	2,2376	0,5767	0,0560	1,4879	0,2247	0,3252	0,7497	0,3520
4	1,0	0,2797	2,4406	0,6423	0,0274	1,5453	0,2327	0,2523	0,8953	0,4096
5	1,2	0,2052	2,5895	0,6904	0,0134	1,5733	0,2366	0,1918	1,0162	0,4538
6	1,4	0,1506	2,6988	0,7257	0,0065	1,5870	0,2385	0,1441	1,1118	0,4872
7	1,6	0,1105	2,7790	0,7516	0,0032	1,5936	0,2494	0,1073	1,1854	0,5022
8	1,8	0,0811	2,8379	0,7706	0,0016	1,5969	0,2399	0,0795	1,2410	0,5307
9	2,0	0,0595	2,8810	0,7846	0,0008	1,5985	0,2401	0,0587	1,2825	0,6445
10	2,2	0,0464	2,9127	0,7948	0,0004	1,5993	0,2402	0,0460	1,3134	0,5546
11	2,4	0,0320	2,9359	0,8023	0,0002	1,5996	0,2402	0,0318	1,3363	0,5621

$-\frac{0,1105}{2,779} = 0,9602$. При этом объемный относительный дебит жидкости в долях начального дебита нефти достигает величины $v_{qF_1} = 2,779$ и доля отбора подвижных запасов нефти становится равной $K_3 = 0,7516$.

Но если в конце 7-го периода добывающую скважину не выключать из работы, а только изолировать высокообводненный нефтяной слой, то относительный дебит нефти снижается незначительно с $(1 - A) = 0,1105$ до $(1 - A) - (1 - A_1) = 0,1105 - 0,0032 = 0,1073$, а объемный относительный дебит жидкости снижается значительно с $v_{qF_1} = 2,779$ до $v_{qF_1} - v_{qF_1+} = 2,779 - 1,5936 = 1,1854$, или в $\frac{2,779}{1,1854} = 2,3444$ раза, расчетная доля и объемная доля агента в текущем дебите жидкости снижается до $1 - \frac{0,1073}{0,4667} = 0,7701$ и $1 - \frac{0,1073}{1,1854} = 0,9095$; и поэтому добывающую скважину можно продолжать эксплуатировать до конца 9-го периода, до расчетной доли агента $1 - \frac{0,0587}{0,4667} = 0,8742$ и объемной доли агента $1 - \frac{0,0587}{1,2825} = 0,9542$. За счет дальнейшей

эксплуатации неизолированных нефтяных слоев доля отбора подвижных запасов нефти возрастет на $0,5445 - 0,5022 = 0,0423$ и достигнет величины $0,7516 + 0,0423 = 0,7937$. При этом объемный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти возрастет на величину $0,4950$ и достигнет $3,2968 + 0,4950 = 3,7918$.

А если изоляцию высокообводненного наиболее проницаемого нефтяного слоя осуществить не в конце 7-го периода, а раньше, в конце 3-го периода, когда у этого слоя собственная расчетная доля агента равна $1 - \frac{0,0560}{0,5333} = 0,8910$ и собственная

объемная доля агента в текущем дебите жидкости равна $1 - \frac{0,0560}{1,4879} = 0,9624$, то тогда доля отбора подвижных запасов неф-

ти уменьшится на величину $0,2494 - 0,2247 = 0,0247$ и станет равной $0,7939 - 0,0247 = 0,7692$, но зато объемный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти уменьшится на величину $1,2493$ и станет равным $3,7918 - 1,2493 = 2,5425$, т.е. уменьшится в $\frac{3,7918}{2,5425} = 1,4914$ раза.

Таким образом, получается, что своевременная изоляция вы-

сокообводненного обособленного нефтяного слоя увеличивает долю отбора подвижных запасов нефти с 0,7516 до $0,7516 + 0,0423 - 0,0247 = 0,7692$, или в 1,0234 раза, и уменьшает объемный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти с 3,2968 до $3,2968 + 0,4950 - 1,2493 = 2,5425$, или в 1,2967 раза.

Еще раз обращаем внимание, что при том или ином ограничении производительности закачки и производительности глубинного насоса добывающей скважины производимое (благодаря изоляции обводненного нефтяного слоя) сокращение текущего объемного дебита жидкости в 2,2–3,0 раза приводит к заметному или значительному увеличению текущего дебита нефти.

Представленные результаты уже показали, что чем выше межслойная неоднородность у рассматриваемого эксплуатационного объекта, тем выше потребность и эффективность изоляции высокообводненных более проницаемых обособленных нефтяных слоев.

Третий числовой пример.

Рассматриваемый эксплуатационный объект во всем, кроме одного, подобен тому, что был во втором числовом примере. Отличие состоит в величине μ_0 – коэффициента различия физических свойств нефти и вытесняющего агента: там было $\frac{\mu_0}{\gamma_*} = 3$, а здесь $\frac{\mu_0}{\gamma_*} = 10$. Величина $\frac{\mu_0}{\gamma_*} = 3$ может соответствовать соотношению вязкостей нефти и вытесняющей воды $\frac{\mu_n}{\mu_v} = 5+10$, а величина $\frac{\mu_0}{\gamma_*} = 10$ соответствует соотношению вязкостей $\frac{\mu_n}{\mu_v} = 20+40$.

При $\frac{\mu_0}{\gamma_*} = 10$ расчетные формулы для эксплуатационного объекта, состоящего из четырех обособленных нефтяных слоев, одинаковых по эффективной толщине, но различных по проницаемости, принимают следующий вид:

$$(1 - A) = e^{-\frac{F - K_{zn}}{K_{zk} - K_{zn}}} = e^{-\frac{F - 0,177}{0,646}};$$

$$v_{qF_1} = (1 - A) + A \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_*} = 10 - 9 \cdot (1 - A);$$

$$K_3 = K_{zn} - (K_{zk} - K_{zn}) \cdot (1 - A) = 0,823 - 0,646 \cdot (1 - A);$$

расчетные формулы для обособленного наиболее проницаемого нефтяного слоя принимают такой вид:

$$(1 - A_+) = 0,5333 \cdot e^{-\frac{2,1333 \cdot F - 0,366}{0,595}} = 0,5333 \cdot e^{-\frac{F - 0,1716}{0,2789}};$$

$$v_{qF_+} = (1 - A_+) + [0,5333 - (1 - A_+)] \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_*} = 0,5333 \cdot 10 - 9 \cdot (1 - A_+);$$

$$K_{3+} = 0,25 \cdot \left[0,961 - 0,595 \frac{(1 - A_+)}{0,5333} \right] = 0,2403 - 0,2789 \cdot (1 - A_+).$$

Результаты, рассчитанные по этим формулам, представлены в табл. 3.6.

По приведенным результатам видно, что при обычной эксплуатации, без применения изоляции высокообводненного нефтяного слоя, добывающую скважину надо останавливать в конце 6-го периода при объемной доле вытесняющего агента в

дебите жидкости $A_1 = 1 - \frac{0,4450}{5,9947} = 0,928$, при доле отбора по-

движных запасов нефти $K_3 = 0,5355$ и объемном отборе жидкости в долях подвижных запасов нефти

$$F_1 = K_3 + (F - K_3) \cdot \frac{\mu_0}{\gamma_*} = 0,5355 + (0,7 - 0,5355) \cdot 10 = 2,1805,$$

при среднем объемном водонефтяном факторе $\frac{F - K_3}{K_3} = 3,072$.

Но если в конце 6-го периода изолировать высокообводненный нефтяной слой, то можно продолжить эксплуатацию добывающей скважины. В момент изоляции высокообводненного слоя объемный относительный дебит жидкости сразу снижается на величину $v_{qF_+} = 4,6112$ с $v_{qF_1} = 5,9947$ до $5,9947 -$

$- 4,6112 = 1,3835$, или в $\frac{5,9947}{1,3835} = 4,333$ раза. Добывающую

скважину можно эксплуатировать до конца 11-го периода, когда

объемная доля вытесняющего агента достигает $1 - \frac{0,1918}{2,9401} =$

$= 0,9348$. При этом за счет эксплуатации остальных неизолированных нефтяных слоев доля отбора подвижных запасов нефти увеличивается на $0,4538 - 0,3176 = 0,1362$ и достигает величины $0,5355 + 0,1362 = 0,6717$. Но это требует увеличения объемного относительного отбора жидкости на величину

Таблица 3.6

Расчет процесса эксплуатации добывающей скважины

Номер периода времени по порядку	В целом по эксплуатационному объекту				Наиболее проницаемый слой			Эксплуатационный объект без наиболее проницаемого слоя		
	F	(1 - A)	v_{qF_1}	K_3	(1 - A ₊)	$v_{qF_{1+}}$	K_{3+}	(1-A)-(1-A ₊)	$v_{qF_1} - v_{qF_{1+}}$	$K_3 - K_{3+}$
0	0	1	1	0	0,5333	0,5333	0	0,4667	0,4667	0
1	0,2	0,9650	1,3148	0,1996	0,4817	0,9980	0,1060	0,4833	0,3168	0,0936
2	0,3	0,8266	2,5604	0,2890	0,3365	2,3042	0,1464	0,4901	0,2562	0,1426
3	0,4	0,7081	3,6273	0,3656	0,2351	3,2168	0,1747	0,4730	0,4105	0,1909
4	0,5	0,6065	4,5412	0,4318	0,1643	3,8544	0,1945	0,4422	0,6868	0,2373
5	0,6	0,5195	5,3241	0,4874	0,1148	4,2999	0,2083	0,4047	1,0242	0,2791
6	0,7	0,4450	5,9947	0,5355	0,0802	4,6112	0,2179	0,3648	1,3835	0,3176
7	0,8	0,3812	6,5691	0,5767	0,0560	4,8287	0,2247	0,3252	1,7404	0,3520
8	0,9	0,3265	7,0611	0,6121	0,0391	4,9807	0,2294	0,2874	2,0804	0,3827
9	1,0	0,2797	7,4826	0,6423	0,0214	5,0868	0,2327	0,2523	2,3958	0,4096
10	1,1	0,2396	7,8436	0,6682	0,0191	5,1610	0,2350	0,2205	2,6826	0,4332
11	1,2	0,2052	8,1529	0,6904	0,0134	5,2128	0,2366	0,1918	2,9401	0,4538

$$0,1 \cdot \left(\frac{1,3836}{2} + 1,7404 + 2,0804 + 2,3958 + 2,6826 + \frac{2,9401}{2} \right) = 1,1061$$

до $2,1805 + 1,1061 = 3,2866$, при этом средний объемный водо-нефтяной фактор составит $\frac{3,2866 - 0,6717}{0,6717} = 3,8930$.

А если высокообводненный нефтяной слой изолировать и выключать из работы не в конце 6-го периода, а гораздо раньше, в конце 3-го периода, когда по данному слою собственная объемная доля вытесняющего агента в текущем дебите жидкости составляет

$$1 - \frac{1 - A_+}{v_{qF_{1+}}} = 1 - \frac{0,2351}{3,2168} = 0,9269,$$

то произойдет уменьшение доли отбора подвижных запасов нефти на $0,2179 - 0,1747 = 0,0432$, и в итоге эта доля станет равной $0,5355 + 0,1362 - 0,0432 = 0,6285$, что тем не менее выше, чем при обычной эксплуатации без изоляции высокообводненного слоя, в $\frac{0,6285}{0,5355} = 1,1737$ раза, но зато существенно

уменьшается объемный относительный отбор жидкости, его снижение составит

$$0,1 \cdot \left(\frac{3,2168}{2} + 3 \cdot 8544 + 4,2999 + \frac{4,6112}{2} \right) = 1,2069$$

и в итоге объемный относительный отбор жидкости получается равным $2,1805 + 1,1061 - 1,2069 = 2,0797$. Заметим, что при обычной эксплуатации без изоляции для достижения такой же доли отбора подвижных запасов нефти, равной $0,6285$, объемный относительный отбор жидкости должен быть $0,6285 + (0,9545 - 0,6285) \cdot 10 = 3,8885$, что выше, чем при эксплуатации с изоляцией, в $\frac{3,8885}{2,0797} = 1,8697 \approx 1,87$ раза.

Таким образом получается, что по эксплуатационным объектам (нефтяным залежам) с несколькими или многими обособленными нефтяными слоями (пластами) при высокой межслойной неоднородности по проницаемости, при повышенной и высокой вязкости нефти осуществление изоляции высокообводненных нефтяных слоев позволяет при одном и том же отборе жидкости увеличить извлекаемые запасы нефти в 1,2 ра-

за, или при одной и той же нефтеотдаче пластов уменьшить отбор жидкости в 2 раза.

Завершим рассмотрение эффективности качественной изоляции высокообводненных обособленных нефтяных слоев (пластов) следующей предельной оценкой, предполагающей полное исключение отрицательного влияния межслойной неоднородности.

Повторяем, что расчетная послойная неоднородность эксплуатационного объекта V^2 зависит от внутрислойной (внутрипластовой) неоднородности V_*^2 и межслойной (межпластовой) неоднородности V_{**}^2

$$V^2 = (1 + V_*^2) \cdot (1 + V_{**}^2) - 1.$$

В рассмотренных числовых примерах были численные значения

$$V^2 = (1 + 0,364) \cdot (1 + 0,222) - 1 = 0,667;$$

$$V^2 = (1 + 0,364) \cdot (1 + 0,511) - 1 = 1,061.$$

К этому еще добавим

$$V^2 = (1 + 0,364) \cdot (1 + 0,774) - 1 = 1,420.$$

Этот случай соответствует 5 слоям (пластам) с соотношением их средних проницаемостей 1:2:4:8:16.

Примем величину предельной весовой обводненности продукции скважины равной $\bar{A}_2 = 0,95$ и при заданных разных значениях μ_0 – коэффициента различия физических свойств нефти и вытесняющего агента определим расчетную предельную долю агента

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2}.$$

Для заданных значений расчетной послойной неоднородности V^2 и расчетной предельной доли агента \bar{A} получается коэффициент использования подвижных запасов нефти K_3 , прямо пропорциональный коэффициенту нефтеотдачи,

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot \bar{A};$$

$$K_{3н} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2}; \quad K_{3к} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2}.$$

При этом весовой отбор жидкости в долях (единицах) подвижных запасов нефти составляет

$$F_2 = K_3 + (F - K_3) \cdot \mu_0;$$

$$F = K_{\text{зн}} + (K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) \cdot \ln \frac{1}{1 - A}.$$

Рассчитанные величины представлены в табл. 3.7.

Таблица 3.7

V^2	0,364	0,667	1,061	1,420
V_*^2	0,364	0,364	0,364	0,364
V_{**}^2	0	0,222	0,511	0,774
$K_{\text{зн}}$	0,366	0,250	0,177	0,140
$K_{\text{зк}}$	0,961	0,895	0,823	0,766
Значения K_3				
$\mu_0 = 1 \quad A = 0,95$	0,931	0,863	0,791	0,735
$\mu_0 = 3 \quad A = 0,864$	0,880	0,808	0,735	0,681
$\mu_0 = 10 \quad A = 0,655$	0,756	0,673	0,600	0,550
$\mu_0 = 30 \quad A = 0,388$	0,597	0,500	0,427	0,383
Значения F				
$\mu_0 = 1 \quad A = 0,95$	2,148	2,148	2,112	2,017
$\mu_0 = 3 \quad A = 0,864$	1,553	1,538	1,466	1,390
$\mu_0 = 10 \quad A = 0,655$	0,999	0,936	0,864	0,807
$\mu_0 = 30 \quad A = 0,388$	0,658	0,567	0,494	0,447
Значения F_2				
$\mu_0 = 1 \quad A = 0,95$	2,148	2,184	2,112	2,017
$\mu_0 = 3 \quad A = 0,864$	2,898	2,998	2,927	2,808
$\mu_0 = 10 \quad A = 0,655$	3,189	3,314	3,244	3,115
$\mu_0 = 30 \quad A = 0,388$	2,435	2,496	2,424	2,320
v_{Q_0} – уменьшение извлекаемых запасов нефти				
$\mu_0 = 1 \quad A = 0,95$	1	1,079	1,177	1,267
$\mu_0 = 3 \quad A = 0,864$	1	1,089	1,197	1,292
$\mu_0 = 10 \quad A = 0,655$	1	1,123	1,260	1,375
$\mu_0 = 30 \quad A = 0,388$	1	1,194	1,398	1,559

Анализ представленных в табл. 3.7 результатов ясно показывает, что своевременная и качественная изоляция высокообводненных более проницаемых обособленных нефтяных слоев (пластов) позволяет увеличить извлекаемые запасы нефти в 1,1–1,6 раза. Но самое главное – при наличии эффективной

технологии изоляции высокообводненных нефтяных слоев и пластов нет страха перед объединением многих малопродуктивных слоев и пластов многопластовых нефтяных месторождений в крупные эксплуатационные объекты, что значительно уменьшает капитальные и текущие экономические затраты на их разработку.

3.2. ПОТЕРИ ИЗ-ЗА ПРОМЕДЛЕНИЯ

Нефтяные пласты низкой и ультранизкой продуктивности обладают своеобразным непривычным свойством – в этих пластах очень медленно происходят изменения как в сторону ухудшения, так и в сторону улучшения: болезнь приходит медленно, ее долго не замечают, к ней привыкают, как к обычному делу; выздоровление тоже наступает медленно, благоприятные признаки обнаруживаются с большой задержкой и сначала очень нечетко; более того, для выздоровления бывает нужна очень болезненная операция, когда в течение какого-то времени бывает еще хуже, чем при болезни.

Своеобразие таких пластов при их разработке надо также чувствовать, как при управлении автомашиной надо чувствовать ее габариты и ее скоростные возможности, чтобы не оказаться в аварии.

Для приобретения такого чувства приведем числовые примеры.

Пусть рассматриваемые нефтяные пласты низкой и ультранизкой продуктивности обладают средней величиной начального коэффициента продуктивности скважины по нефти, равной $\eta_0 = 0,1$ т/(сут·ат). При депрессии на нефтяной пласт, равной $\Delta \hat{e} = (P_{пл0} - P_{сз}) = (95 - 30) = 65$ ат, где $P_{пл0} = 95$ ат – начальное пластовое давление и $P_{сз} = 30$ ат – забойное давление добывающей скважины, равное давлению насыщения нефти газом $P_{нас} = 30$ ат, амплитудный (начальный максимальный) дебит нефти добывающей скважины оказывается равным

$$q_{0з}^1 = \eta_0 \cdot (P_{пл} - P_{сз}) = 0,1 \cdot (95 - 30) = 6,5 \text{ т/сут.}$$

При запроектированной системе разработки рассматриваемой нефтяной залежи с применением заводнения на четыре добывающие скважины приходится одна нагнетательная сква-

жина $m = \frac{n_z}{n_n} = 4$. При этом амплитудный дебит нефти на одну

проектную скважину (вместе добывающие и нагнетательные скважины) равен

$$q_0^1 = q_{0э}^1 \cdot \frac{m}{(1 + m)} = 6,5 \cdot \frac{4}{(1 + 4)} = 5,2 \text{ т/сут.}$$

При нефтяной площади, приходящейся на одну проектную скважину, равной $S^1 = 16 \text{ га} = 16 \cdot 10^4 \text{ м}^2$, и средней эффективной толщине нефтяного пласта $h_{эф} = 5 \text{ м}$ объем нефтяного пласта на одну проектную скважину равен

$$S^1 \cdot h_{эф} = 16 \cdot 10^4 \cdot 5 = 8 \cdot 10^5 \text{ м}^3.$$

При коэффициенте упругости пласта $\beta_* = 3 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ат}$ и депрессии на пласт $\Delta \hat{e} = (P_{пл0} - P_{наг}) = 65 \text{ ат}$ упругий запас нефти, приходящийся на одну проектную скважину, равен

$$S^1 \cdot h_{эф} \cdot \beta_* \cdot \Delta \hat{e} = 8 \cdot 10^5 \cdot 3 \cdot 10^{-5} \cdot 65 = 1560 \text{ м}^3.$$

При пористости и начальной нефтенасыщенности нефтяного пласта $\beta_n = 0,15$ и $\beta_n = 0,667$ геологические запасы нефти на одну проектную скважину равны

$$S^1 \cdot h_{эф} \cdot \beta_n \cdot \beta_n = 8 \cdot 10^5 \cdot 0,15 \cdot 0,667 = 8 \cdot 10^4 \text{ м}^3,$$

а с учетом плотности нефти в пластовых условиях

$\gamma_* = \frac{\gamma_n}{b} = 0,9 \frac{\text{т}}{\text{м}^3}$ геологические запасы нефти на одну проектную скважину равны

$$S^1 \cdot h_{эф} \cdot \beta_n \cdot \beta_n \cdot \gamma_* = 8 \cdot 10^5 \cdot 0,15 \cdot 0,667 \cdot 0,9 = 72 \cdot 10^3 \text{ т.}$$

При проектном коэффициенте нефтеотдачи пластов $K_{но} = 0,25$ начальные извлекаемые запасы нефти на одну проектную скважину равны

$$8 \cdot 10^4 \cdot 0,25 = 20 \cdot 10^3 \text{ м}^3 \text{ или } Q_0^1 = 20 \cdot 10^3 \cdot 0,9 = 18 \cdot 10^3 \text{ т.}$$

Таким образом, начальный упругий запас нефти меньше начальных извлекаемых запасов нефти в $\frac{20\,000}{1560} = 12,8$ раза и

составляет $\frac{1}{12,8} = 0,078$, или 7,8 % от них. При в два раза бо-

лее высоком коэффициенте нефтеотдачи $K_{но} = 0,5$ упругий запас нефти составит только 3,9 % от начальных извлекаемых запасов нефти. А если вместо запроектированного режима заводнения нефтяных пластов будет осуществлен режим истощения пластовой энергии при снижении пластового давления

до давления насыщения, то конечная нефтеотдача пластов вместо 25 % будет $1,95 \approx 2$ %.

Упругий запас нефти, который в основном находится в ближайшей окрестности добывающей скважины и исчерпывается в первый период ее эксплуатации, пока воронка депрессии распространяется до границы дренируемого участка, восполняется при остановке скважины и восстановлении ее забойного давления до уровня пластового давления, согласно формуле В.Н. Щелкачева, в 15,44 раза $\left(2 \cdot \ln \frac{R_c}{r} = 2 \cdot \ln \sqrt{\frac{S^1}{\pi \cdot r_c^2}} = \ln \frac{16 \cdot 10^4}{\pi \cdot 0,1^2} = 15,44 \right)$ меньше начального упругого запаса нефти и составляет

$$\frac{1560}{15,44} = 101 \text{ м}^3, \text{ или } 0,9 \cdot 101 = 90,9 \text{ т};$$

здесь r_c – радиус скважины; $\pi \cdot r_c^2$ – площадь поперечного сечения скважины.

При остановке добывающей скважины происходит уменьшение ее текущей депрессии на пласт $\Delta \hat{e}$ по сравнению с начальной депрессией $\Delta \hat{e}_0$ по известному показательному закону

$$\frac{\Delta P}{\Delta P_0} = e^{-\frac{15,44 \cdot Q_{00}^1}{Q_{y00}^1}} = e^{-\frac{15,44 \cdot 6,5}{0,9 \cdot 1560}} = e^{-\frac{6,5}{90,9} \cdot t},$$

где t – время, прошедшее после остановки скважины, сут.

Для рассматриваемых конкретных условий покажем уменьшение текущей депрессии в долях начальной депрессии.

Восстановление давления в остановленной добывающей скважине

t, сут					0,03125	0,0625	0,125	0,25
t, мин	5,625	11,25	22,5		45	90	180	360
$\frac{\Delta P}{\Delta P_0}$,	0,9997	0,9994	0,9989	0,9978	0,996	0,991		0,982
t, сут	0,5	1	2	4	8	16	32	64
t, мин								
$\frac{\Delta P}{\Delta P_0}$,	0,965	0,931	0,867	0,751	0,564	0,319	0,101	0,010

Как видно, в рассматриваемых условиях почти полное восстановление давления в добывающей скважине происходит за

64 сут. Тогда текущая депрессия $\Delta\hat{e}$ по сравнению с начальной депрессией $\Delta\hat{e}_0$ уменьшается на 99 %.

А если бы коэффициент продуктивности добывающей скважины был в 64 раза больше, т.е. вместо $\eta_0 = 0,1 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$ был $6,4 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$, то восстановление давления произошло бы не за 64 сут, а за 1 сут! Кстати, коэффициент продуктивности скважины $6,4 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$ по известной классификации соответствует нефтяным пластам повышенной продуктивности, а коэффициент продуктивности $0,1 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$ соответствует нефтяным пластам низкой и ультранизкой продуктивности.

При промедлении с созданием системы заводнения вместо запроектированного режима заводнения (режима поддержания пластового давления) действует режим истощения пластовой энергии (режим истощения очень малого упругого запаса нефти)¹. При режиме истощения дебит нефти добывающей скважины, естественно, во времени неуклонно снижается.

Для рассматриваемых конкретных условий покажем динамику снижения дебита нефти добывающей скважины; при этом текущий дебит нефти выразим в долях начального максимального (амплитудного) дебита

$$\frac{q_b^1}{q_{03}^1} = e^{-\frac{q_{02}^1}{Q_{y03}^1} \cdot t} = e^{-\frac{6,530}{0,91560} \cdot t} = e^{-0,139 \cdot t},$$

где t – время эксплуатации скважины, мес.

Снижение дебита нефти при режиме истощения

$t, \text{ мес.} \dots\dots$	1	2	4	8	16	32
$\frac{q_b^1}{q_{03}^1} \dots\dots\dots$	0,870	0,757	0,574	0,329	0,108	0,012

Как видно, при режиме истощения дебит нефти добывающей скважины за 32 мес., или за 2,7 года, снижается почти до нуля; за 6 мес., или полгода, дебит нефти снижается в 2,3 раза, а за один год снижается в 5,3 раза. Отсюда понятна необходимость скорейшего создания системы заводнения.

Правда, в реальных сложных условиях неоднородных неф-

¹ Начальный упругий запас нефти по рассматриваемым добывающим скважинам в пределах эксплуатируемой нефтяной площади может быть ограничен: гидродинамически – соседними работающими скважинами, литологически – непроницаемыми породами и физически – на залежах высоковязкой нефти сверхвысокой вязкостью нефти на контакте с водой на границе с внешней водоносной областью.

тяных пластов, при всей необходимой срочности создания системы заводнения, нельзя эту систему создавать по простому геометрическому принципу и назначать нагнетательные скважины раньше их бурения, освоения и исследования, т.е. без использования эффекта избирательности.

При неизменном забойном давлении, равном давлению насыщения, в конкретных условиях это $P_{сз} = P_{нас} = 30$ ат, снижению текущего дебита нефти q_o^1 соответствует снижение текущего упругого запаса нефти и снижение пластового давления

$$\frac{P_{пл} - P_{сз}}{P_{пл0} - P_{сз}} = \frac{q_o^1}{q_{o0}^1} = e^{-\frac{q_{o0}^1}{Q_{y0}^1} \cdot t} = e^{-0,139 \cdot t} \quad \text{при } P_{сз} \geq P_{нас};$$

отсюда получается формула текущего пластового давления

$$P_{пл} = P_{сз} + (P_{пл0} - P_{сз}) \cdot e^{-\frac{q_{o0}^1}{Q_{y0}^1}};$$

в рассматриваемых конкретных условиях

$$P_{пл} = 30 + 65 \cdot e^{-0,139 \cdot t} \quad \text{ат.}$$

Снижение пластового давления при режиме истощения

t, мес	1	2	4	8	16	32
$P_{пл}$, ат	88,6	79,2	67,3	51,4	37,0	31,1

Как видно, за короткое время происходит крутое падение пластового давления от начальной величины $P_{пл0} = 95$ ат почти до давления насыщения $P_{нас} = 30$ ат.

Обычно, осуществляя разработку нефтяных пластов при режиме истощения, стремятся не уменьшать теоретическую производительность (определяемую по воде) штангового глубинного насоса (ШГН), спущенного в добывающую скважину. Эта теоретическая производительность глубинного насоса сохраняется постоянной

$$q_{шгн} = \frac{q_{o0}^1}{\gamma_*} = \cos nt.$$

Но при этом происходит снижение пластового давления $P_{пл} < P_{пл0}$ и, соответственно, снижение забойного давления ниже давления насыщения $P_{сз} < P_{нас}$. А это вызывает снижение коэффициента продуктивности по нефти η ниже его первоначальной величины η_0 в соответствии со следующей формулой:

$$\frac{\eta}{\eta_0} = e^{-\alpha(P_{\text{нас}} - P_{\text{сэ}})}.$$

В рассматриваемых конкретных условиях эта формула принимает вид

$$\frac{\eta}{\eta_0} = e^{-0,04(30 - P_{\text{сэ}})}.$$

По этой формуле были сделаны подсчеты.

**Снижение коэффициента продуктивности скважины
при забойном давлении ниже давления насыщения**

$P_{\text{сэ}}$, ат.....	30	20	10	5	2
$\frac{\eta}{\eta_0}$	1	0,670	0,449	0,368	0,326

В рассматриваемых условиях начальное газосодержание 1 т нефти равно $G_0 = 5 \text{ м}^3/\text{т}$ и 1 м^3 пластовой нефти равно $\gamma_* \cdot G_0 = 0,9 \cdot 5 = 4,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$. При снижении забойного давления $P_{\text{сэ}}$ ниже уровня давления насыщения $P_{\text{нас}}$ из нефти выделяется газ, происходит усадка нефти, но увеличивается объем смеси нефти и выделившегося газа.

При условии, что глубинный насос спущен до забоя скважины, коэффициент увеличения объема нефти и выделившегося газа представляется следующей формулой:

$$\begin{aligned} v &= \gamma_* + (1 - \gamma_*) \cdot \frac{P_{\text{сэ}}}{P_{\text{нас}}} + \gamma_* \cdot G_0 \cdot \frac{P_{\text{нас}} - P_{\text{сэ}}}{P_{\text{нас}} \cdot P_{\text{сэ}}} = \\ &= \gamma_* \cdot \left(1 - \frac{G_0}{P_{\text{нас}}}\right) + \frac{1 - \gamma_*}{P_{\text{нас}}} \cdot P_{\text{сэ}} + \frac{\gamma_* - G_*}{P_{\text{сэ}}}, \end{aligned}$$

которая в рассматриваемых конкретных условиях принимает вид

$$v = 0,9 \cdot \left(1 - \frac{5}{30}\right) + \frac{1 - 0,9}{30} \cdot P_{\text{сэ}} + \frac{4,5}{P_{\text{сэ}}} = 0,75 + 0,003333 \cdot P_{\text{сэ}} + \frac{4,5}{P_{\text{сэ}}}.$$

Подсчеты по этой формуле дали следующие результаты.

**Увеличение объема нефти и газа
при давлении ниже давления насыщения**

$P_{\text{сэ}}$, ат.....	30	25	20	15	10	5	2
v	1,000	1,013	1,042	1,100	1,233	1,667	3,007

Для сравнения были сделаны подсчеты при неизменных параметрах, кроме двух $\gamma_* = 0,85$ и $G_0 = 10$, которые дали следующие результаты:

$P_{сэ}, ат.....$	30	25	20	15	10	5	2
$v.....$	1,000	1,032	1,092	1,208	1,467	2,292	4,827

При условии, что после первого периода эксплуатации (когда действовал упругий режим и воронка депрессии распространялась от забоя скважины до границы дренируемого ею участка), в течение второго периода эксплуатации (когда действует замкнуто-упругий режим) текущее пластовое давление $P_{пл}$ неуклонно снижается, но остается выше давления насыщения $P_{пл} > P_{нас}$, а текущее забойное давление $P_{сэ}$ снижается ниже давления насыщения $P_{сэ} < P_{нас}$, величину текущего пластового давления $P_{пл}$ можно определить через начальное пластовое давление $P_{пл0}$ и давление насыщения $P_{нас}$, а также через текущую долю еще неотобранного начального упругого запаса нефти второго периода эксплуатации (из общего упругого запаса нефти вычтен упругий запас нефти, отобранный в первый период эксплуатации):

$$\frac{P_{пл} - P_{нас}}{P_{пл0} - P_{нас}} = 1 - \frac{\sum q_э^1}{\gamma_* \cdot S^1 \cdot h_{эф} \cdot \beta_* \cdot (P_{пл0} - P_{нас}) \cdot \left(1 - \frac{1}{\ln \frac{S^1}{\pi \cdot r_c^2}} \right)};$$

$$P_{пл} = P_{пл0} - \frac{\sum q_э^1}{\gamma_* \cdot S^1 \cdot h_{эф} \cdot \beta_* \cdot \left(1 - \frac{1}{\ln \frac{S^1}{\pi \cdot r_c^2}} \right)}.$$

При заданной постоянной теоретической производительности глубинного насоса, определяемой по воде, получается равенство

$$q_{шгн} = \frac{q_{0э}^1}{\gamma_*} = \frac{\eta_0}{\gamma_*} \cdot (P_{пл0} - P_{нас}) = \text{const};$$

$$\frac{q_{0э}^1}{\gamma_*} = \frac{q_э^1}{\gamma_*} \cdot v = \text{const};$$

$$\begin{aligned}
\frac{\eta_0}{\gamma_*} \cdot (P_{\text{пл}0} - P_{\text{нас}}) &= \frac{\eta_0}{\gamma_*} \cdot e^{-\alpha(P_{\text{нас}} - P_{\text{сэ}})} \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{сэ}}) \cdot v = \\
&= \frac{\eta_0}{\gamma_*} \cdot e^{-\alpha(P_{\text{нас}} - P_{\text{сэ}})} \cdot \left(P_{\text{пл}0} - \frac{\sum q_{\text{э}}^1}{\gamma_* \cdot S^1 \cdot h_{\text{эф}} \cdot \beta_* \cdot \left(1 - \frac{1}{\ln \frac{S^1}{\pi \cdot r_c^2}} \right)} - P_{\text{сэ}} \right) \times \\
&\times \left(\gamma_* + (1 - \gamma_*) \cdot \frac{P_{\text{сэ}}}{P_{\text{нас}}} + \gamma_* \cdot G_0 \cdot \frac{P_{\text{нас}} - P_{\text{сэ}}}{P_{\text{нас}} \cdot P_{\text{сэ}}} \right).
\end{aligned}$$

После деления правой части равенства на левую часть равенства и некоторых несложных преобразований получается

$$\begin{aligned}
1 &= \frac{e^{+\alpha \cdot P_{\text{сэ}}}}{e^{+\alpha \cdot P_{\text{нас}}}} \cdot \left(\frac{P_{\text{пл}0}}{P_{\text{пл}0} - P_{\text{нас}}} - \frac{\sum q_{\text{э}}^1}{\gamma_* \cdot S^1 \cdot h_{\text{эф}} \cdot \beta_* \cdot (P_{\text{пл}0} - P_{\text{нас}}) \cdot \left(1 - \frac{1}{\ln \frac{S^1}{\pi \cdot r_c^2}} \right)} - \frac{P_{\text{сэ}}}{P_{\text{пл}0} - P_{\text{нас}}} \right) \times \\
&\times \left(\left(\gamma_* - \frac{\gamma_* \cdot G_0}{P_{\text{нас}}} \right) + \frac{1 - \gamma_*}{P_{\text{нас}}} \cdot P_{\text{сэ}} + \frac{\gamma_* \cdot G_0}{P_{\text{сэ}}} \right);
\end{aligned}$$

последнее равенство представим следующим образом:

$$1 = \frac{e^{+\beta \cdot P_{\text{сэ}}}}{C_1} \cdot \left(\ddot{e}_2 - \frac{\sum q_{\text{э}}^1}{\ddot{e}_3} - \frac{P_{\text{сэ}}}{\ddot{e}_4} \right) \left(\ddot{e}_5 + \frac{\ddot{e}_6}{\ddot{e}_7} \cdot P_{\text{сэ}} + \frac{\ddot{e}_7}{\ddot{e}} \right),$$

$$\text{где } C_1 = e^{+\beta \cdot P_{\text{нас}}}; \quad C_2 = \frac{P_{\text{пл}0}}{P_{\text{пл}0} - P_{\text{нас}}};$$

$$C_3 = \gamma_* \cdot S^1 \cdot h_{\text{эф}} \cdot \beta_* \cdot (P_{\text{пл0}} - P_{\text{нас}}) \cdot \left(1 - \frac{1}{\frac{S^1}{\pi \cdot r_c^2}} \right);$$

$$C_4 = (P_{\text{пл0}} - P_{\text{нас}}); \quad C_5 = \gamma_* \cdot \left(1 - \frac{G_0}{P_{\text{нас}}} \right); \quad C_6 = \frac{1 - \gamma_*}{P_{\text{нас}}};$$

$$C_7 = \gamma_* \cdot G_0.$$

Правую часть равенства представим функцией и обозначим

$$f = \frac{e^{+\alpha \cdot P_{\text{сэ}}}}{C_1} \cdot \left(C_2 - \frac{\sum q_3^1}{\ddot{e}_3} - \frac{P_{\text{сэ}}}{C_4} \right) \cdot \left(C_5 + C_6 \cdot P_{\text{сэ}} + \frac{C_7}{P_{\text{сэ}}} \right)$$

и для заданных значений $\frac{\sum q_3^1}{\ddot{e}_3}$ будет отыскивать то значение текущего забойного давления $P_{\text{сэ}}$, при котором функция становится равной единице $f = 1$.

После определения текущего значения забойного давления добывающей скважины $P_{\text{сэ}}$ определяем текущее значение дебита нефти этой скважины

$$q_3^1 = \frac{\eta_0 \cdot e^{+\alpha \cdot P_{\text{сэ}}}}{C_1} \cdot C_4 \cdot \left(C_2 - \frac{\sum q_3^1}{\ddot{e}_3} - \frac{P_{\text{сэ}}}{C_4} \right)$$

и текущее значение пластового давления

$$P_{\text{пл}} = C_4 \cdot \left(C_2 - \frac{\sum q_3^1}{\ddot{e}_3} \right).$$

Рассматриваемый второй период эксплуатации продолжается до тех пор, пока пластовое давление остается выше давления насыщения нефти газом.

В рассматриваемых конкретных условиях имеются следующие исходные данные: $\alpha = 0,04 \text{ 1/ат}$, $\ddot{e}_{\text{пл0}} = 95 \text{ ат}$, $\ddot{e}_{\text{нас}} = 30 \text{ ат}$, $\gamma_* = 0,9 \text{ т/м}^3$, $S^1 = 16 \text{ га} = 16 \cdot 10^4 \text{ м}^2$, $h_{\text{эф}} = 5 \text{ м}$, $G_0 = 5 \text{ м}^3/\text{т}$, $\eta_0 = 0,1 \text{ т/(сут} \cdot \text{ат)}$.

При этом $\ddot{e}_1 = e^{+0,04 \cdot 30} = 3,32012$, $C_2 = \frac{95}{95 - 30} = 1,46154$, $\ddot{e}_3 =$

$$= 0,9 \cdot 16 \cdot 10^4 \cdot 5 \cdot 3 \cdot 10^{-5} \cdot (95 - 30) \cdot \left(1 - \frac{1}{15,44}\right) = 1313,1, \quad \ddot{e}_4 = (95 - 30) = 65, \quad \ddot{e}_5 = 0,9 \cdot \left(1 - \frac{5}{30}\right) = 0,75, \quad \ddot{e}_6 = \frac{0,1}{30} = 0,003333, \quad \ddot{e}_7 = 0,9 \cdot 5 = 4,5.$$

Для этих условий и различных значений $\frac{\sum q_b^1}{\ddot{e}_3}$ – доли отбора упругого запаса нефти по приведенным здесь формулам были сделаны расчеты и получены результаты (табл. 3.8).

Анализ полученных результатов ясно показывает, что в рассматриваемых условиях отказ от рационального снижения теоретической производительности глубинного насоса, проводимого с целью сохранения забойного давления на уровне давления насыщения, приводит к резкому (примерно в 2 раза) снижению дебита нефти добывающей скважины! Получается: хотели больше – получили меньше!

Этот же самый расчет был проведен при условии $\gamma_* = 0,85 \text{ т/м}^3$ и $G_0 = 10 \text{ м}^3/\text{т}$. При этом соответственно изменились некоторые коэффициенты: $C_5 = 0,85 \cdot \left(1 - \frac{10}{30}\right) = 0,56667$,

$$C_6 = \frac{0,15}{30} = 0,005 \text{ и } \ddot{e}_7 = 0,85 \cdot 10 = 8,5.$$

Расчет дал результаты, приведенные в табл. 3.9.

Эти результаты в основном совпадают с предыдущими, но благодаря более высокому начальному газосодержанию ($G_0 = 10 \text{ м}^3/\text{т}$ вместо прежней величины $G_0 = 5 \text{ м}^3/\text{т}$) несколько меньше резкое снижение забойного давления и дебита нефти добывающей скважины.

Теперь нам надо рассмотреть запоздалый переход от режима истощения к режиму заводнения. Этот переход требует немалых экономических затрат и усилий и связан с определенными начальными потерями.

Во-первых, надо из числа работающих добывающих скважин выделить будущие нагнетательные и по ним прекратить добычу нефти; во-вторых, к кустам скважин¹, где должны быть одна или несколько нагнетательных, надо проложить водоводы

¹ В Западной Сибири, Татарии и других нефтедобывающих районах по разным причинам (ради экономии капитальных и текущих затрат, сбережения лесов и сельскохозяйств) широко применяется кустовое бурение скважин.

Таблица 3.8

Изменение дебита нефти, забойного и пластового давлений при неизменной теоретической производительности глубинного насоса и снижении забойного давления ниже давления насыщения при $\gamma_s = 0,9$ т/м³, $G_0 = 5$ м³/т

Показатель	$\sum q_3^1 / \dot{e}_3$										
	0,000	0,001	0,005	0,01	0,02	0,05	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8
$\dot{e}_{сз}$, ат	30	3,49	3,487	3,44	3,40	3,26	3,05	2,67	2,03	1,51	1,077
q_3^1 , т/сут	6,50	3,167	3,156	3,142	3,116	3,037	2,908	2,659	2,188	1,743	1,318
$\dot{e}_{пл}$, ат	95,0	94,94	94,68	94,35	93,70	91,75	88,50	82,0	69,0	56,0	43,0
f	0,99999		1,0002	1,00045	0,99945	1,00028	1,00004	0,99976	1,00080	1,00031	1,00025
η , т/(сут·ат)	0,1	0,0346	0,0346	0,0346	0,0345	0,0343	0,0340	0,0335	0,0328	0,0320	0,0314
Для сравнения q_3^1 , т/сут при $\dot{e}_{сз} = 30$ ат в рациональном снижении теоретической производительности глубинного насоса	6,50	6,494	6,468	6,435	6,370	6,175	5,850	5,20	3,90	2,60	1,30

табл. 3.9

Изменение дебита нефти, забойного и пластового давлений при неизменной теоретической производительности глубинного насоса и снижении забойного давления ниже давления насыщения при $\gamma_* = 0,85 \text{ т/м}^3$, $G_0 = 10 \text{ м}^3/\text{т}$

Показатель	$\sum q_3^1 / \dot{e}_3$									
	0,000	0,005	0,01	0,02	0,05	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8
$\dot{e}_{сз}$, ат	30	6,65	6,60	6,49	6,20	5,76	4,99	3,76	2,79	1,99
q_3^1 , т/сут	6,50	3,459	3,441	3,405	3,302	3,138	2,831	2,284	1,792	1,337
$\dot{e}_{пл}$, ат	95,0	94,68	94,35	93,70	91,75	88,50	82,0	69,0	56,0	43,0
f	0,9999	0,9995	0,99938	1,00002	1,00006	1,99983	0,99989	1,00004	1,00076	0,99975
Для сравнения q_3^1 , т/сут при $\dot{e}_{сз} =$ $= \dot{e}_{нат} = 30 \text{ ат}$	6,50	6,468	6,435	6,370	6,175	5,850	5,20	3,90	2,60	1,30

и подать воду для закачки; на этих кустах вблизи нагнетательных скважин надо установить насосы для индивидуальной закачки воды, например насосы Уитли-Урал, обладающие нужной производительностью и обеспечивающие нужное давление нагнетания.

После начала закачки воды в нефтяной пласт происходит повышение пластового давления. Обычно подвижность закачиваемой воды выше подвижности пластовой нефти. Если нефть повышенной и высокой вязкости, то подвижность закачиваемой воды во много раз выше. В рассматриваемых конкретных условиях подвижность воды выше примерно в 30 раз. Поэтому производительность закачки воды оказывается во много раз выше производительности добычи нефти и происходит довольно быстрое повышение пластового давления. Но восстановление первоначального пластового давления происходит значительно быстрее, чем восстановление первоначальной продуктивности нефтяного пласта.

Наверное, по фактическим данным можно определить время запаздывания восстановления коэффициента продуктивности. Но пока примем, что на какое-то короткое время сниженный коэффициент продуктивности остается неизменным, хотя пластовое давление значительно повысилось.

В расчетах будем использовать данные табл. 3.8.

Пусть пластовое давление повысилось с $P_{пл} = 56$ ат до $P_{пл} = 100$ ат, тогда при неизменном сниженном коэффициенте продуктивности дебит нефти увеличится с 1,741 т/сут примерно до $1,741 \cdot \frac{100 - 1,51}{56 - 1,51} = 3,147$ т/сут; но (по табл. 3.8) при

таком дебите нефти и неизменной теоретической продуктивности глубинного насоса забойное давление должно быть не $P_{сз} = 1,51$ ат, а $P_{сз} = 3,45$ ат, соответственно дебит нефти будет

$1,741 \cdot \frac{100 - 3,45}{56 - 1,51} = 3,085$ т/сут; но (по табл. 3.8) при таком деби-

те нефти забойное давление равно $P_{сз} = 3,35$ ат, тогда снова

уточним дебит нефти $1,741 \cdot \frac{100 - 3,35}{56 - 1,51} = 3,088$ т/сут. Значения

дебита нефти 3,085 т/сут и 3,088 т/сут почти совпадают, поэтому прекратим итерационный расчет. При повышении забойного давления с $P_{сз} = 1,51$ ат до $P_{сз} = 3,35$ ат коэффи-

циент продуктивности скважины возрастает с $\frac{1,741}{56 - 1,51} =$

= 0,0320 т/(сут·ат) до $\frac{3,088}{100 - 3,35} = 0,0347$ т/(сут·ат) или в 1,085 раза вместо увеличения до 0,10 т/(сут·ат) или в 3,130 раза!

Интересно установить ту более высокую величину пластового давления, при которой не возникает задержка с повышением забойного давления и восстановлением коэффициента продуктивности добывающей скважины.

Обозначим искомое пластовое давление $P_{пл}$; предельный дебит нефти и предельное забойное давление добывающей скважины в рассматриваемых условиях при режиме истощения и заданной теоретической производительности глубинного насоса обозначим $q_{эк}^1$ и $P_{сэк}$, соответственно дебит нефти, пластовое и забойное давления этой скважины в исходном состоянии обозначим $q_{э*}^1$, $P_{пл*}$ и $P_{сэ*}$.

При сохранении сниженного коэффициента продуктивности, соответствующего исходному состоянию,

$$\eta_* = \frac{q_{э*}^1}{P_{пл*} - P_{сэ*}},$$

искомое пластовое давление должно обеспечить дебит нефти выше предельного

$$\eta_* \cdot (P_{пл} - P_{сэк}) > q_{эк}^1;$$

$$P_{пл} = P_{сэк} + \frac{q_{эк}^1}{\eta_*} = P_{сэк} + \frac{q_{эк}^1}{q_{э*}^1} \cdot (P_{пл*} - P_{сэ*}).$$

Таким образом, полученные в табл. 3.10 результаты показывают, что процесс снижения пластового давления и процесс повышения пластового давления существенно различаются;

Таблица 3.10

Значения искомого пластового давления $\hat{e}_{пл}$, при котором начинается повышение забойного давления и восстановление коэффициента продуктивности добывающей скважины

Показатель	$\sum q_{э}^1 / C_3$				
	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8
$P_{сэ}$, ат	3,05	2,67	2,03	1,51	1,077
$q_{э}^1$, т/сут	2,908	2,659	2,188	1,743	1,318
$P_{пл}$, ат	97,5	99,0	101,4	103,5	105,3

имеет место явление гистерезиса – повышение забойного давления и коэффициента продуктивности добывающей скважины происходят при более высоком пластовом давлении.

Снижение коэффициента продуктивности скважины происходит при снижении ее забойного давления ниже давления насыщения и выделении из нефти газа и твердых частиц асфальтенов, смол и парафинов, которые накапливаются в призабойной зоне пласта и в самой скважине на ее стенках.

Создание высокого пластового давления, не допускающего задержку повышения забойного давления и коэффициента продуктивности добывающей скважины, вовсе не означает их быстрое повышение, а только то, что устранена задержка повышения, что процесс повышения пошел. Содействовать ускорению этого процесса будет остановка добывающей скважины, ее промывка горячей нефтью и установка в скважине на глубине нефтяного пласта (внизу нефтяного пласта) стационарного электронагревателя.

На нефтяных пластах низкой и ультранизкой продуктивности, с целью увеличения дебита нефти добывающих скважин, по этим скважинам может быть запроектирована глубокая перфорация со следующими параметрами: глубина перфорационных каналов 50–100 см, диаметр перфорационного отверстия около 1 см, число отверстий на 1 м эффективной толщины такое же, как у обычной перфорации.

Глубокая перфорация незасоренного нефтяного пласта или, наоборот, равномерно засоренного на большую глубину в несколько метров может уменьшить фильтрационное сопротивление пласта примерно в 1,2 раза. При сохранении прежней депрессии на нефтяной пласт это увеличит дебит нефти соответственно в 1,2 раза.

А если нефтяной пласт был засорен на глубину до 50 см и в прискважинной засоренной зоне проницаемость была уменьшена в 10 раз, при этом общее фильтрационное сопротивление было увеличено примерно в 3 раза, то применение глубокой перфорации уменьшит фильтрационное сопротивление в 3–4 раза. При сохранении прежней депрессии на нефтяной пласт это увеличит дебит нефти соответственно в 3–4 раза.

С той же целью увеличения дебита нефти на нефтяных пластах низкой и ультранизкой продуктивности может быть применен гидравлический разрыв. У незасоренного нефтяного пласта это уменьшит фильтрационное сопротивление в 1,5–2 раза; и при сохранении прежней депрессии увеличит дебит в 1,5–2 раза. У нефтяного пласта, засоренного на глубину до

50 см, это уменьшит фильтрационное сопротивление в 4–6 раз; и при сохранении прежней депрессии увеличит дебит в 4–6 раз. У пласта, засоренного на большую глубину в несколько метров, это уменьшит фильтрационное сопротивление в 10–12 раз; и при сохранении прежней депрессии увеличит дебит в 10–12 раз.

В условиях искусственного заводнения нефтяного пласта для увеличения дебита необходимо соответственно увеличить закачку воды.

Кроме того, надо учитывать интерференцию (взаимодействие) скважин. Ведь при увеличении дебита рассматриваемой добывающей скважины может возрасти ее экранирующее действие на соседние добывающие скважины и снизить их дебит; соответственно прирост общего дебита может оказаться меньше прироста дебита одной скважины, где был гидравлический разрыв.

Необходимо особо отметить крайне важное обстоятельство: глубокую перфорацию и гидравлический разрыв пласта целесообразно проводить только в тех добывающих скважинах, где забойное давление впредь будет поддерживаться на уровне или выше давления насыщения; в противном случае положительный результат будет заниженным и кратковременным, и через короткое время положение станет еще хуже – дебит станет еще ниже, чем был до их проведения, поскольку прискважинные засоренные зоны нефтяного пласта станут еще больше. Следовательно, сначала должно быть поддержание пластового и забойного давлений или гарантия своевременного их поддержания путем создания системы заводнения, а уж затем проведение глубокой перфорации или гидравлического разрыва.

Наконец, надо учитывать, что режим истощения (режим снижения пластового давления) и режим заводнения (режим поддержания и повышения пластового давления) по своей сути являются противоположными. И если в конце концов будет осуществлен запроектированный режим заводнения, то сначала необходимо будет вернуть в нефтяной пласт тот упругий запас жидкости, который был отобран при режиме истощения. Оказывается, что режим истощения – это получение в долг, который надо будет вернуть.

Заключение

1. При проектировании сеток размещения скважин с плотностью 16–32 га/скв. упругий запас нефти на одну добываю-

щую скважину оказывается слишком маленьким, примерно равным 1–2 тыс. т/скв. Бурение и эксплуатация проектных скважин при режиме истощения оказываются экономически неэффективными.

2. Исследование добывающих скважин по методу восстановления их забойного давления до уровня пластового давления при фактической низкой и ультранизкой продуктивности нефтяных пластов оказывается слишком длительным, продолжается до 2 мес и более.

3. При проектной сетке скважин 16–32 га/скв. упругий запас нефти на одну добывающую скважину оказывается слишком маленьким, и поэтому промедление с созданием системы заводнения, то есть с переходом от режима истощения к режиму заводнения, приводит к довольно быстрому снижению пластового давления и закономерному быстрому снижению дебита нефти.

4. При режиме истощения отказ от необходимого упреждающего снижения дебита нефти путем снижения теоретической производительности штангового глубинного насоса (ШГН) приводит к еще более быстрому, катастрофическому падению дебита нефти добывающей скважины, к значительному падению ее коэффициента продуктивности по нефти.

5. После режима истощения с катастрофическим падением дебита нефти при последующем переходе на режим заводнения, только чтобы началось восстановление коэффициента продуктивности по нефти до его первоначальной величины, необходимо создание высокого пластового давления, заметно или значительно превышающего первоначальное.

6. При снижении забойного давления у добывающих скважин ниже давления насыщения по ним целесообразно проводить глубокую перфорацию и гидравлический разрыв. Сначала надо восстановить их забойное давление до давления насыщения.

$B_{\Sigma}, \theta\%$

Промедление и нарушение порядка осуществления запроектованной системы разработки нефтяных пластов низкой и ультранизкой продуктивности приводит к значительной потере в их текущей добыче нефти и конечной нефтеотдаче.

3.3. О ДЕБИТЕ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА НИЗКОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ И ВЫСОКОЙ ЗОНАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ

Здесь будем рассматривать ситуацию, близкую к той, которая существует в реальности на одном небольшом нефтяном месторождении в Западной Сибири. Понятно, что интерес вызывает не то малозаметное месторождение, а рассматриваемая проблема и получающиеся при этом выводы, которые могут касаться очень многих нефтяных месторождений, имеющих нефтяные пласты низкой продуктивности и высокой зональной неоднородности по продуктивности.

Итак, будем рассматривать отдельную небольшую нефтяную залежь, на которой в форме каре 5×5 расположены 25 скважин, из которых 4 угловые являются нагнетательными, а остальные 21 являются добывающими.

Как всегда, нефтяной пласт обладает зональной неоднородностью по гидропроводности $\frac{k \cdot h}{\mu}$ (где k – проницаемость и h – эффективная толщина нефтяного пласта; μ – вязкость жидкости в пластовых условиях; μ_n – вязкость нефти, μ_a – вязкость вытесняющего агента) и все скважины различаются между собой по величине η – коэффициента продуктивности (формула этого коэффициента $\eta = \frac{k \cdot h}{\mu_n} \cdot \frac{1}{\frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{R_c}{r_c}}$, где R_c – радиус зоны

дренирования скважины, а r_c – радиус самой скважины). Но особенно сильно от всех остальных скважин отличаются 3 центральные добывающие скважины. **В этом вся соль рассматриваемой ситуации.**

Так, при среднем коэффициенте продуктивности всех 25 скважин, равном $\eta_{cp} = 0,6$ т/(сут·ат), средний коэффициент продуктивности 3-х центральных добывающих скважин равен $\eta_> = 3$ т/(сут·ат), а $\eta_<$ – средний коэффициент продуктивности остальных 22 скважин равен

$$\eta_< = \frac{\eta_{cp} \cdot n - \eta_> \cdot n_>}{n_<} = \frac{0,6 \cdot 25 - 3 \cdot 3}{25 - 3} = 0,272727 \text{ т/(сут·ат)}.$$

Средний коэффициент продуктивности 3-х центральных добывающих скважин выше, чем средний коэффициент продуктивности у всех остальных 22 скважин в

$$\frac{\eta_>}{\eta_<} = \frac{3}{0,272727} = 11 \text{ раз.}$$

Количественно неоднородность характеризуется квадратом коэффициента вариации, который определяется через средний квадрат значения $(x^2)_{\text{ср}}$ и квадрат среднего значения $(x_{\text{ср}})^2$

$$V_x^2 = \frac{(x^2)_{\text{ср}}}{(x_{\text{ср}})^2} - 1.$$

Компонента общей неоднородности из-за резкого различия по средней величине коэффициента продуктивности скважин двух групп равна

$$V_*^2 = \frac{(\eta_>)^2 \cdot n_> + (\eta_<)^2}{(\eta_{\text{ср}})^2 \cdot n} - 1 = \frac{3^2 \cdot 3 + (0,272727)^2 \cdot 22}{(0,6)^2 \cdot 25} - 1 = 2,181818.$$

При общей неоднородности всей совокупности скважин по величине коэффициента продуктивности, равной $V_\eta^2 = 3,33$, при зависимости этой общей неоднородности от двух компонент (V_*^2 – неоднородности из-за различия двух групп и V_{**}^2 – неоднородности внутри групп)

$$(1 + V_\eta^2) = (1 + V_*^2)(1 + V_{**}^2)$$

получается неоднородность внутри групп

$$V_{**}^2 = \frac{(1 + V_\eta^2)}{(1 + V_*^2)} - 1 = \frac{1 + 3,33}{1 + 2,181818} - 1 = 0,361.$$

Конечно, эта неоднородность, наблюдающаяся внутри групп скважин, достаточно велика, но она во много раз меньше неоднородности из-за различия групп скважин.

На рис. 3.1, *a* схематично показана рассматриваемая нефтяная залежь с расположением 4-х угловых нагнетательных скважин и 21 добывающей скважины, с выделением 3-х центральных более продуктивных добывающих скважин. Это основной фактически осуществляемый вариант разработки нефтяной залежи, который обозначим 1-м. На следующих рис. 3.1, *b*, *c*, *d* и *e* показаны другие возможные варианты разработки залежи: 2-й вариант на рис. 3.1, *d*, при котором 3 центральных более продуктивных добывающих скважины выключены из работы; 3-й вариант на рис. 3.1, *c*, при котором, наоборот, в работе оставлены 3 центральных более продуктивных добывающих скважины, а все остальные добывающие скважины выключены из работы; 4-й вариант на рис. 3.1, *d*, при котором все скважины работают, но 2 малопродуктивные добывающие

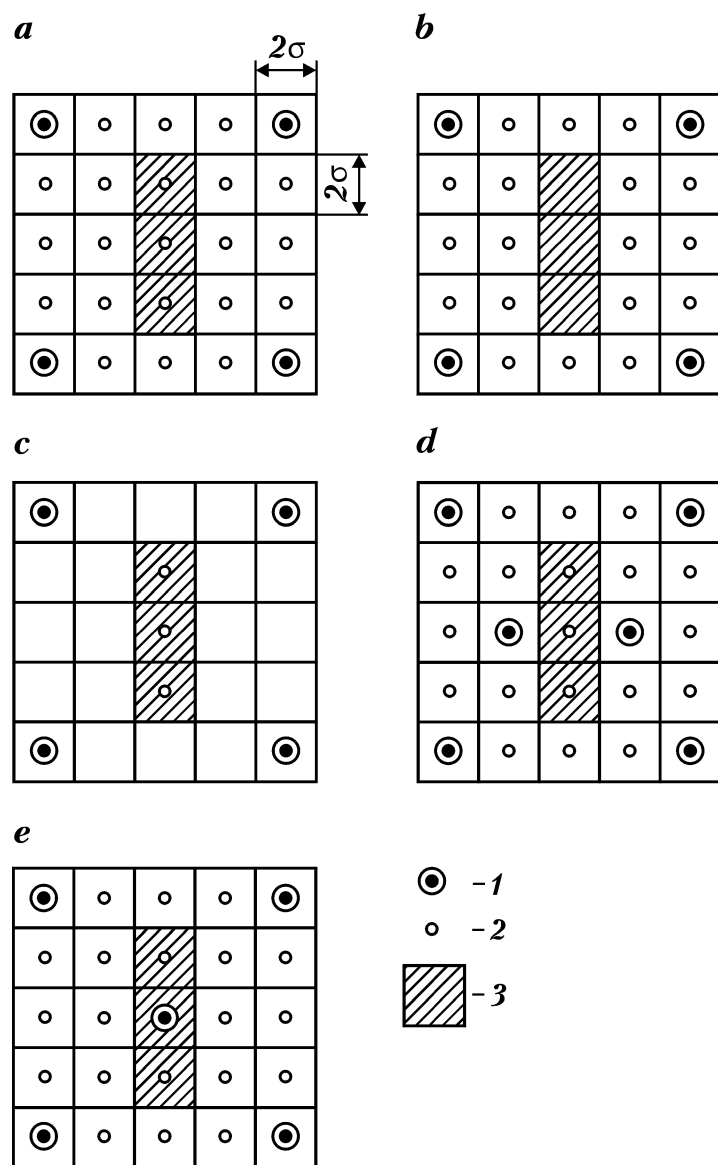


Рис. 3.1. Возможные варианты разработки залежи:
 1 – нагнетательная скважина; 2 – добывающая скважина; 3 – зона более высокой продуктивности; 2σ – расстояние между скважинами и сторона квадратной зоны

скважины дополнительно превращены в нагнетательные, теперь 6 нагнетательных скважин, 19 добывающих, в том числе 3 центральные более продуктивные; 5-й вариант на рис. 3.1, е, при котором все скважины работают, но 1 центральная более продуктивная добывающая скважина дополнительно превращена в нагнетательную, теперь 5 нагнетательных скважин, 20 добывающих, в том числе 2 центральные более продуктивные.

Расчеты дебитов рядов скважин будем выполнять по известным уравнениям Ю.П. Борисова для линейных рядов скважин, но при нашей схематизации для залежи нефти сложной формы [7], согласно которой при расчете внешних фильтрационных сопротивлений вместо отношения длины к ширине участка нефтяного пласта (как должно быть по Ю.П. Борисову) надо брать отношение средней длины к средней ширине или отношение площади участка нефтяного пласта к квадрату его средней ширины.

Используемые в расчетах параметры рассматриваемой нефтяной залежи и системы скважин: нефтяная площадь, приходящаяся на одну скважину проектной сетки, равна $S^1 = 32 \text{ га} = 0,32 \text{ км}^2 = 32 \cdot 10^4 \text{ м}^2$, с учетом $S^1 = \pi \cdot R_c^2$ радиус зоны дренирования скважины равен $R_c = 0,319154 \text{ км} = 319,154 \text{ м}$; радиус самой скважины равен $r_c = 0,1 \text{ м}$.

Геометрическое фильтрационное сопротивление отдельной скважины

$$\frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{R_c}{r_c} = 1,284.$$

Коэффициент продуктивности скважины

$$\eta = \left(\frac{k \cdot h}{\mu_n} \right) \cdot \frac{1}{\frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{R_c}{r_c}} = \left(\frac{k \cdot h}{\mu_n} \right) \cdot \frac{1}{1,284}.$$

Отсюда получается гидропроводность нефтяного пласта в зависимости от коэффициента продуктивности

$$\left(\frac{k \cdot h}{\mu_n} \right) = \eta \cdot 1,284.$$

Далее конкретные значения гидропроводности

$$\left(\frac{k \cdot h}{\mu_n} \right)_{<} = \eta_{<} \cdot 1,284 = 0,272727 \cdot 1,284 = 0,3502 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{ат});$$

$$\left(\frac{k \cdot h}{\mu_n} \right)_{>} = \eta_{>} \cdot 1,284 = 3 \cdot 1,284 = 3,852 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{ат});$$

$$\left(\frac{k \cdot h}{\mu_n}\right)_{\text{ср}} = \eta_{\text{ср}} \cdot 1,284 = 0,6 \cdot 1,284 = 0,7704 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{ат}).$$

Соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях равно $\mu_* = 2$.

Разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин равна

$$(P_{\text{сн}} - P_{\text{сз}}) = 500 - 100 = 400 \text{ ат.}$$

1-й вариант.

Уравнения дебитов рядов скважин

$$(P_{\text{сн}} - P_{\text{сз}}) = (\omega_n - \Omega_1) \cdot (q_1 + q_2) + \omega_1 \cdot q_1;$$

$$(P_{\text{сз}} - P_{\text{сз}}) = 0 = -\omega_1 \cdot q_1 + (\Omega_2 + \omega_2) \cdot q_2;$$

$$q_2 = q_1 \cdot \frac{\omega_1}{\Omega_2 + \omega_2};$$

$$q_1 = \frac{(P_{\text{сн}} - P_{\text{сз}})}{(\omega_n + \Omega_1) \left(1 + \frac{\omega_1}{\Omega_2 + \omega_2}\right) + \omega_1},$$

где ω_n – внутреннее фильтрационное сопротивление нагнетательных скважин

$$\begin{aligned} \omega_n &= \frac{1}{n_n} \cdot \frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_n}\right)_<} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{0,3502} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{400 \cdot \sqrt{2}}{2\pi \cdot 0,1} = \\ &= \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{0,3502} \cdot 1,082691 = 0,386454; \end{aligned}$$

Ω_1 – внешнее фильтрационное сопротивление первой полосы нефтяного пласта

$$\Omega_1 = \frac{1}{n_n} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_n}\right)_<} \cdot \frac{S^1}{P_1^2} = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{0,3502} \cdot \frac{2 \cdot (2\sigma)^2}{(2 \cdot 2\sigma)^2} = 0,356939;$$

ω_1 – внутреннее фильтрационное сопротивление первого ряда добывающих скважин

$$\omega_1 = \frac{1}{n_1} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_n}\right)_<} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{12} \cdot \frac{1}{0,3502} \cdot 1,082691 = 0,257636;$$

Ω_2 – внешнее фильтрационное сопротивление второй полосы нефтяного пласта, которое состоит из двух последовательных частей $\Omega_2 = \Omega'_2 + \Omega''_2$, причем вторая часть в свою очередь из двух параллельных частей различной гидропроводности

$$\Omega''_2 = \frac{1}{\frac{1}{\Omega''_{2*}} + \frac{1}{\Omega''_{2**}}};$$

конкретные численные значения

$$\Omega'_2 = \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_{<}} \cdot \frac{7 \cdot (2\sigma)^2}{(14 \cdot 2\sigma)^2} = \frac{1}{0,3502} \cdot \frac{1}{28} = 0,101983;$$

$$\Omega''_{2*} = \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_{<}} \cdot \frac{\sigma}{12 \cdot 2\sigma} = \frac{1}{0,3502} \cdot \frac{1}{24} = 0,118980;$$

$$\Omega''_{2**} = \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_{>}} \cdot \frac{\sigma}{6 \cdot 2\sigma} = \frac{3}{3,852} \cdot \frac{1}{12} = 0,021634;$$

$$\Omega''_2 = \frac{1}{\frac{1}{\Omega''_{2*}} + \frac{1}{\Omega''_{2**}}} = 0,018306;$$

$$\Omega_2 = \Omega'_2 + \Omega''_2 = 0,101983 + 0,018306 = 0,120289,$$

ω_2 – внутреннее фильтрационное сопротивление второго ряда добывающих скважин, оно тоже состоит из двух параллельных частей

$$\omega_2 = \frac{1}{\frac{1}{\omega_{2*}} + \frac{1}{\omega_{2**}}};$$

$$\omega_{2*} = \frac{1}{n_{2*}} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_{<}} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{6} \cdot \frac{1}{0,3502} \cdot 1,082691 = 0,515275;$$

$$\omega_{2^{**}} = \frac{1}{n_{2^{**}}} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_>} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{3} \cdot \frac{1}{3,852} \cdot 1,082691 = 0,093691;$$

$$\omega_2 = \frac{1}{\frac{1}{0,515275} + \frac{1}{0,93691}} = 0,079276;$$

сумма внешнего и внутреннего фильтрационных сопротивлений для второго ряда добывающих скважин

$$\Omega_2 + \omega_2 = 0,120289 + 0,079276 = 0,199565.$$

С учетом этого дебит второго ряда добывающих скважин в долях дебита первого ряда добывающих скважин

$$q_2 = q_1 \cdot \frac{\omega_1}{\Omega_2 + \omega_2} = q_1 \cdot \frac{0,257636}{0,199565} = q_1 \cdot 1,29099;$$

дебит первого ряда добывающих скважин

$$q_1 = \frac{(P_{сн} - P_{сэ})}{(\omega_H + \Omega_1) \cdot \left(1 + \frac{\omega_1}{\Omega_2 + \omega_2}\right) + \omega_1} =$$

$$= \frac{400}{(0,386454 + 0,356939) \cdot (1 + 1,29099) + 0,257636} = 204,004 \text{ т/сут};$$

дебит второго ряда $q_2 = q_1 \cdot 1,29099 = 263,368 \text{ т/сут}$; суммарный дебит нефтяной залежи

$$q_{\Sigma} = q_1 + q_2 = 204,004 + 263,368 = 467,372 \text{ т/сут};$$

распределение дебита второго ряда между 6-ю менее продуктивными добывающими скважинами и 3-мя более продуктивными добывающими скважинами

$$q_2 = q_{2^*} + q_{2^{**}} = 263,368 \text{ т/сут};$$

$$q_{2^*} = q_2 \cdot \frac{\omega_{2^{**}}}{\omega_{2^*} + \omega_{2^{**}}} = 263,368 \cdot \frac{0,093691}{0,515275 + 0,093691} = 40,520 \text{ т/сут};$$

$$q_{2^{**}} = q_2 - q_{2^*} = 263,368 - 40,520 = 222,848 \text{ т/сут}.$$

2-й вариант.

Из работы выключены 3 более продуктивные добывающие скважины.

При этом внешнее и внутреннее фильтрационные сопротивления второго ряда будут

$$\Omega_2 + \omega_2 = \Omega'_2 + \Omega''_{2*} + \omega_{2*} = 0,101983 + 0,118980 + 0,515275 = 0,736238.$$

С учетом этого дебит второго добывающего ряда в долях дебита первого добывающего ряда

$$q_2 = q_1 \cdot \frac{\omega_1}{\Omega_2 + \omega_2} = q_1 \cdot \frac{0,257636}{0,736238} = 0,349936$$

дебит первого добывающего ряда скважин равен

$$q_1 = \frac{400}{(0,386454 + 0,356939) \cdot (1 + 0,349936) + 0,257636} = 317,166 \text{ т/сут};$$

$$q_2 = q_1 \cdot 0,349936 = 110,988 \text{ т/сут};$$

$$q_{\Sigma} = q_1 + q_2 = 428,154 \text{ т/сут}.$$

Вариант 2а.

Кроме 3-х более продуктивных добывающих скважин, из работы выключены еще 6 менее продуктивных добывающих скважин, но тоже расположенных во 2-м ряду (на 2-й орбите) относительно нагнетательных скважин. В работе остаются 12 менее продуктивных добывающих скважин, расположенных в 1-м ряду. При этом дебит нефтяной залежи равен

$$q = \frac{(P_{\text{CH}} - P_{\text{CЭ}})}{\omega_{\text{H}} + \Omega_1 + \omega_1} = \frac{400}{0,386454 + 0,356939 + 0,257636} = 399,589 \text{ т/сут}.$$

3-й вариант.

Из работы выключены все менее продуктивные добывающие скважины первого и второго рядов, в работе остались 3 более продуктивные добывающие скважины второго ряда.

При этом дебит нефтяной залежи равен

$$q = \frac{(P_{\text{CH}} - P_{\text{CЭ}})}{\omega_{\text{H}} + \Omega' + \Omega'' + \omega};$$

часть численных значений фильтрационных сопротивлений возьмем из предыдущих вариантов

$$\omega_{\text{H}} = 0,386454; \Omega'' = \Omega''_{2**} = 0,021634; \omega = \omega_{2**} = 0,093691$$

и снова рассчитаем основное внешнее фильтрационное сопротивление

$$\Omega' = \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_n}\right)_\Sigma} \cdot \frac{\left(25 - 4 \cdot \frac{1}{4} - 3\right) \cdot (2\sigma)^2}{[(2 \cdot 2 + 2 \cdot 1 + 4 \cdot \sqrt{2}) \cdot 2\sigma]^2} = 0,441307;$$

в итоге получается дебит залежи

$$q = \frac{400}{0,386454 + 0,441307 + 0,021634 + 0,093691} = 424,140 \text{ т/сут},$$

а если все значения фильтрационных сопротивлений взять из предыдущих вариантов, то тогда получается

$$q = \frac{(P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}})}{\omega_n + \Omega_1 + \Omega_2' + \Omega_2'' + \omega_{2^{**}}} =$$

$$= \frac{400}{0,386454 + 0,356939 + 0,101983 + 0,021634 + 0,093691} = 416,363 \text{ т/сут};$$

как видно, отличие результата последнего упрощенного расчета от результата предыдущего более точного расчета невелико, составляет менее 2 %.

4-й вариант.

В дополнение к 4 нагнетательным скважинам 2 менее продуктивные добывающие скважины превращены в нагнетательные. Таким образом, на нефтяной залежи 6 нагнетательных скважин, 17 добывающих скважин 1-го ряда и 2 добывающие скважины 2-го ряда. Причем среди 17 добывающих 1-го ряда 14 менее продуктивных скважин и 3 более продуктивные скважины.

Все скважины разделим на две группы.

В первую группу входят 4 угловые нагнетательные скважины, окружающие их 12 добывающих скважин 1-го ряда и 2 добывающие скважины 2-го ряда.

Во вторую группу входят остальные 2 нагнетательные скважины и ближайшие к ним 3 более продуктивные добывающие скважины.

Дебит скважин первой группы

$$q_* = q_{1^*} + q_{2^*};$$

$$q_{1^*} = \frac{(P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}})}{(\omega_{n^*} + \Omega_{1^*}) \cdot \left(1 + \frac{\omega_{1^*}}{\Omega_{2^*} + \omega_{2^*}}\right) + \omega_{1^*}};$$

$$q_{2*} = q_{1*} \cdot \frac{\omega_{1*}}{\Omega_{2*} + \omega_{2*}}.$$

Дебит скважин второй группы

$$q_{**} = q_{1**} + q_{2**};$$

$$q_{1**} = \frac{(P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}})}{\omega_{\text{н}**} \cdot \left(1 + \frac{\Omega_{1**} + \omega_{1**}}{\Omega_{2**} + \omega_{2**}} \right) + (\Omega_{1**} + \omega_{1**})};$$

$$q_{2**} = q_{1**} \cdot \frac{\Omega_{1**} + \omega_{1**}}{\Omega_{2**} + \omega_{2**}}.$$

Ряд численных значений фильтрационных сопротивлений можно взять из 1-го варианта

$$\omega_{\text{н}*} = 0,386454; \Omega_{1*} = 0,356939; \omega_{1*} = 0,257636;$$

$$\Omega_{2*} = \frac{1}{n_{\text{н}*}} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_{\text{н}}} \right)_{<}} \cdot \frac{(2\sigma)^2}{(2\sigma)^2} = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{0,3502} = 0,713878;$$

$$\omega_{2*} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_{\text{н}}} \right)_{<}} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_{\text{с}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{0,3502} \cdot 1,082691 = 1,545818;$$

$$\omega_{**} = \frac{1}{n_{**}} \cdot \frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_{\text{н}}} \right)_{<}} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_{\text{с}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{0,3502} \cdot 1,082691 = 0,772909;$$

$$\Omega_{1**} = \frac{1}{n_{\text{н}**}} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_{\text{н}}} \right)_{<}} \cdot \frac{2\sigma}{2\sigma} = 1,427756;$$

$$\omega_{1**} = 1,545818;$$

$$\Omega_{2**} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_{\text{н}}} \right)_{<}} \cdot \frac{\sigma}{2\sigma} + \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_{\text{н}}} \right)_{>}} \cdot \frac{\sigma}{3 \cdot 2\sigma} =$$

$$= 0,713878 + 0,021634 = 0,735512;$$

$$\omega_{2^{**}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_n} \right)} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{3} \cdot \frac{1}{3,852} \cdot 1,082691 = 0,093691.$$

Численная величина дебита скважин первой группы

$$\begin{aligned} q_* &= q_{1^*} + q_{2^*} = q_{1^*} \cdot \left(1 + \frac{\omega_{1^*}}{\Omega_{2^*} + \omega_{2^*}} \right) = \\ &= \frac{400}{(0,386454 + 0,356939) \cdot \left(1 + \frac{0,257636}{0,713878 + 1,545818} \right) + 0,257636} \times \\ &\times \left(1 + \frac{0,257636}{0,713878 + 1,545818} \right) = 410,399 \text{ т/сут.} \end{aligned}$$

Численная величина дебита скважин второй группы

$$\begin{aligned} q_{**} &= q_{1^{**}} + q_{2^{**}} = q_{1^{**}} \cdot \left(1 + \frac{\Omega_{1^{**}} + \omega_{1^{**}}}{\Omega_{2^{**}} + \omega_{2^{**}}} \right) = \\ &= \frac{400}{0,772909 \cdot \left(1 + \frac{1,427756 + 1,545818}{0,735512 + 0,093691} \right) + 1,427756 + 1,545818} \times \\ &\times \left(1 + \frac{1,427756 + 1,545818}{0,735512 + 0,093691} \right) = 281,432 \text{ т/сут.} \end{aligned}$$

Суммарный дебит скважин нефтяной залежи

$$q + q_* + q_{**} = 410,399 + 281,432 = 691,831 \text{ т/сут.}$$

5-й вариант.

В этом варианте к 4 угловым менее продуктивным нагнетательным скважинам добавлена 1 центральная более продуктивная нагнетательная скважина.

Таким образом, на нефтяной залежи 5 нагнетательных и 20 добывающих скважин. Среди добывающих скважин 16 скважин 1-го ряда и 4 скважины 2-го ряда.

Все скважины разделим на две группы.

В первую группу включим 4 угловые менее продуктивные нагнетательные скважины и окружающие их 12 добывающих скважин, расположенных в первом ряду. Дебит скважин этой группы был определен в варианте 2а:

$$q = \frac{400}{0,386454 + 0,356939 + 0,257636} = 399,589 \text{ т/сут.}$$

Во вторую группу включим 1 центральную более продуктивную нагнетательную скважину, окружающие 4 добывающие скважины 1-го ряда, 2 из которых более продуктивные, а 2 менее продуктивные, и 4 добывающие менее продуктивные скважины 2-го ряда.

Уравнения дебитов рядов скважин:

$$(P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}) = (\omega_{\text{н}} + \Omega'_1) \cdot (q_{1^*} + q_{2^*} + q_{1^{**}} + q_{2^{**}}) + \Omega''_1 \cdot (q_{1^*} + q_{2^*}) + \omega_{1^*} \cdot q_{1^*};$$

$$0 = -\Omega''_1 \cdot (q_{1^*} + q_{2^*}) - \omega_{1^*} \cdot q_{1^*} + \Omega''_{1^{**}} \cdot (q_{1^{**}} + q_{2^{**}}) + \omega_{1^{**}} \cdot q_{1^{**}};$$

$$0 = -\omega_{1^*} \cdot q_{1^*} + (\Omega_{2^*} + \omega_{2^*}) \cdot q_{2^*};$$

$$0 = -\omega_{1^{**}} \cdot q_{1^{**}} + (\Omega_{2^{**}} + \omega_{2^{**}}) \cdot q_{2^{**}},$$

отсюда получаются соотношения дебитов

$$q_{2^*} = q_{1^*} \cdot \frac{\omega_{1^*}}{\Omega_{2^*} + \omega_{2^*}}; \quad q_{2^{**}} = q_{1^{**}} \cdot \frac{\omega_{1^{**}}}{\Omega_{2^{**}} + \omega_{2^{**}}};$$

$$q_{1^{**}} = q_{1^*} \cdot \frac{\Omega''_1 \cdot \left(1 + \frac{\omega_{1^*}}{\Omega_{2^*} + \omega_{2^*}}\right) + \omega_{1^*}}{\Omega''_{1^{**}} \cdot \left(1 + \frac{\omega_{1^{**}}}{\Omega_{2^{**}} + \omega_{2^{**}}}\right) + \omega_{1^{**}}},$$

численные значения фильтрационных сопротивлений

$$\omega_{\text{н}} = \frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_{\text{н}}}\right)_>} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{3,852} \cdot 1,082691 = 0,140536;$$

$$\Omega'_1 = \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_{\text{н}}}\right)_>} \cdot \frac{\sigma}{2 \cdot 2\sigma} = \frac{1}{3,852} \cdot \frac{1}{4} = 0,64901;$$

$$\Omega'_{1^*} = \Omega'_1 = 0,064901;$$

$$\Omega'_{1^{**}} = \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_{<}} \cdot \frac{\sigma}{2 \cdot 2\sigma} = \frac{1}{3,3502} \cdot \frac{1}{4} = 0,713878;$$

$$\Omega_{2^*} = \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_{>}} \cdot \frac{\sigma}{2 \cdot 2\sigma} + \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_{<}} \cdot \frac{\sigma}{2 \cdot 2\sigma} = 0,064901 + 0,713878 = 0,778779;$$

$$\Omega_{2^{**}} = \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_{<}} \cdot \frac{\sigma}{2 \cdot 2\sigma} = 1,427756;$$

$$\omega_{1^*} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_{<}} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = 0,140536;$$

$$\omega_{1^{**}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{\left(\frac{k \cdot h}{\mu_H}\right)_{<}} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{0,3502} \cdot 1,082691 = 1,761517;$$

$$\omega_{2^*} = \omega_{2^{**}} = \omega_{1^{**}} = 1,761517.$$

С учетом численных значений фильтрационных сопротивлений по приведенным формулам получается

$$q_{1^{**}} = q_{1^*} \cdot 0,072840; \quad q_{2^*} = q_{1^*} \cdot 0,055323; \quad q_{2^{**}} = q_{1^{**}} \cdot 0,552326;$$

$$q_{1^*} = \frac{400}{(0,140536 + 0,064901 + 0,064901) \cdot 1,055323 + 0,140536 +}$$

$$\rightarrow \frac{400}{+(0,140536 + 0,064901) \cdot 1,552326 \cdot 0,072840} =$$

$$= 890,752 \text{ т/сут};$$

$$q_{1^{**}} = 64,882 \text{ т/сут};$$

$$q_{2^*} = 49,279 \text{ т/сут};$$

$$q_{2^{**}} = 35,836 \text{ т/сут};$$

$$q_{1^*} + q_{2^*} + q_{2^{**}} = 1040,749 \text{ т/сут}.$$

А если исключить из рассмотрения или выключить из работы скважины 2-го ряда, то тогда получается

$$(P_{\text{сн}} - P_{\text{сн}}) = (\omega_{\text{н}} + \Omega'_1 + \Omega''_1 + \omega_{1^*}) \cdot q_* + (\omega_{\text{н}} + \Omega'_1) \cdot q_{**};$$

$$0 = -(\Omega'_{1^*} + \omega_{1^*}) \cdot q_* + (\omega_{\text{н}} + \Omega'_1) \cdot q_{**};$$

$$q_{**} = \frac{\Omega'_{1^*} + \omega_{1^*}}{\omega_{\text{н}} + \Omega'_1} \cdot q_* = 0,082992 \cdot q_*;$$

$$q_* = \frac{400}{(0,140536 + 0,064901) \cdot 1,082992 + (0,140536 + 0,064901)} = 934 \text{ т/сут};$$

$$q_{**} = 77,576 \text{ т/сут}; \quad q_* + q_{**} = 1012,326 \text{ т/сут}.$$

А если исключить из рассмотрения или выключить из работы 2 менее продуктивные скважины 1-го ряда, то тогда получается

$$q = \frac{400}{0,140536 + 0,064901 + 0,140536 + 0,064901} = 973,534 \text{ т/сут}.$$

Таким образом, общий дебит скважин первой и второй групп, т.е. общий дебит нефтяной залежи по 5-му варианту равен

$$q = 399,589 + 1040,749 = 1440,338 \text{ т/сут}.$$

По этому варианту относительно быстро будут отобраны извлекаемые запасы нефти 3-х более продуктивных зон. После этого 3 более продуктивные скважины можно превратить в нагнетательные. Тогда дебит рассматриваемой нефтяной залежи будет следующим:

по скважинам первой группы, где 4 нагнетательные скважины и 6 добывающих скважин,

$$q = \frac{400}{0,386454 + 0,356939 + 0,515272} = 317,797 \text{ т/сут};$$

по скважинам второй группы, где 3 более продуктивные нагнетательных скважины и 12 добывающих скважин,

$$q = \frac{400}{0,046845 + 0,021634 + 0,178469 + 0,257636} = 792,732 \text{ т/сут};$$

в целом по залежи

$$q = 317,797 + 792,732 = 1110,529 \text{ т/сут}.$$

Таблица 3.11

Сравнение вариантов разработки нефтяной залежи

Параметры	Варианты					
	1	2	3	4	5	5а
Число нагнетательных скважин	4 _{<}	4 _{<}	4 _{<}	6 _{<}	4 _{<} + 1 _{>}	4 _{<} + 3 _{>}
Число добывающих скважин	18 _{<} +3 _{>}	18 _{<}	3 _{>}	16 _{<} +3 _{>}	18 _{<} +2 _{>}	18 _{<}
Общее число скважин	25	22	7	25	25	25
Общий дебит, т/сут	467,4	428,2	416,4	691,8	1440,3	1110,5
Дебит на 1 пробуренную скважину, т/сут	18,7	19,5	59,5	27,7	57,6	44,4

Анализ полученных и представленных в табл. 3.11 результатов показывает, что на небольшой нефтяной залежи в нефтяном пласте, обладающем низкой продуктивностью и высокой зональной неоднородностью, в том случае, когда ради увеличения экономической рентабельности необходимо увеличение дебита нефти и темпа отбора извлекаемых запасов нефти, то приконтурное заводнение через скважины низкой продуктивности оказывается малоэффективным, а дополнительное внутриконтурное заводнение через центральную скважину повышенной продуктивности оказывается высокоэффективным, поскольку дополнительно увеличивает дебит и темп отбора запасов нефти в 2–3 раза.

Выводы

1. По причине особой важности подробно представлены расчеты дебита нефтяной залежи при различных схемах размещения добывающих и нагнетательных скважин.
2. Расчеты показали незначительную эффективность скважин 2-го ряда даже тогда, когда эти скважины обладают во много раз более высокой продуктивностью, в конкретной ситуации более высокой в 11 раз.
3. Превращение одной из центральных более продуктивных добывающих скважин в нагнетательную увеличивает дебит нефтяной залежи в 2–3 раза.
4. Возражение против организации закачки воды в центральную более продуктивную скважину и дополнительного увеличения дебита нефтяной залежи в 2–3 раза оппоненты обосновывают уже достигнутым достаточно высоким темпом отбора извлекаемых запасов нефти.

Тогда возникает предложение: в окрестности значительно более продуктивных скважин иметь в 2–4 раза более редкую сетку скважин, чтобы при увеличении общего дебита в 2–3 раза достигать необходимый темп отбора извлекаемых запасов нефти.

Предлагаемый принцип: чтобы не ограничивать дебит добывающих скважин повышенной и высокой продуктивности, надо увеличить нефтяную площадь и соответственно начальные извлекаемые запасы нефти, приходящиеся на эти скважины; для чего вблизи этих скважин надо иметь более редкую сетку размещения скважин.

3.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ МАЛОПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Определение продуктивности малопродуктивных нефтяных пластов при исследовании добывающих скважин – это одна из трудных проблем разработки малопродуктивных нефтяных месторождений, требующая специального внимания и скорейшего решения.

В разработке нефтяных месторождений самой главной является реальная оптимизация режимов работы скважин. Для чего необходимы: исходная информация, математический метод получения решения, технические средства осуществления полученного решения и метод оценки достигнутой эффективности. Но при разработке малопродуктивных нефтяных пластов, когда особенно необходима оптимизация, серьезные трудности возникают в самом начале ее осуществления при получении исходной информации – при определении величины коэффициента продуктивности у пробуренных скважин по методу установившихся отборов, так как очень медленно возникают установившиеся состояния. Преодолению отмеченных трудностей посвящена данная работа.

1. На разрабатываемой нефтяной залежи, разбуренной проектной сеткой скважин, при исследовании скважины на нестационарном режиме приходится применять формулы упругого и замкнуто-упругого режимов фильтрации.

Формула дебита скважины при упругом и замкнуто-упругом режимах фильтрации такая же, как при жестком режиме фильтрации; только при упругом режиме постоянно увеличивается R_c – радиус зоны воздействия скважины; при замкнуто-упругом режиме этот радиус уже достиг своего предела – ли-

тологической или гидродинамической границы и в дальнейшем остается неизменным, а изменяется $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление на этой границе; при жестком режиме и радиус зоны воздействия скважины, и пластовое давление на границе зоны остаются неизменными, поскольку поток через границу зоны точно соответствует производительности скважины.

Формула дебита скважины имеет следующий вид:

$$q = \eta \cdot (P_{\text{пл}} - P_c) = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{пл}} - P_c}{\frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{R_c}{r_c}} \cdot \frac{\gamma_n}{b} = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{пл}} - P_c}{\frac{1}{4\pi} \cdot \ln \frac{R_c^2}{r_c^2}} \cdot \frac{\gamma_n}{b},$$

где q – дебит скважины, т/сут; $P_{\text{пл}}$ и P_c – пластовое и забойное давления скважины, ат; $\frac{k \cdot h}{\mu}$ – гидропроводность нефтяного пласта (эксплуатационного объекта); k – проницаемость пласта; h – эффективная толщина пласта, м; μ – вязкость нефти; γ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³; b – объемный коэффициент, показывающий уменьшение объема нефти при переходе из пластовых условий в поверхностные и выделении из нефти растворенного газа; R_c – радиус зоны воздействия скважины, м.

При упругом режиме фильтрации при условии постоянства дебита скважины $q = \text{const}$ приближенная формула радиуса зоны воздействия, полученная И.А. Чарным при $R_c > 28 \cdot r_c = 28 \cdot 0,1 = 2,8$ м, имеет следующий вид:

$$R_c = 2 \cdot \sqrt{\kappa \cdot t} = \sqrt{4 \cdot \kappa \cdot t}.$$

где κ пьезопроводность пласта, м²/сут; t – время, сут.

Для этих же условий $q = \text{const}$ в основной формуле упругого режима фильтрации

$$\begin{aligned} P_{\text{пл}} - P_c &= \frac{q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[\ln \frac{4 \cdot \kappa \cdot t}{r_c^2} - 0,5772 + \right. \\ &\quad \left. + \left(\frac{r_c^2}{4 \cdot \kappa \cdot t} \right) - \frac{1}{4} \cdot \left(\frac{r_c^2}{4 \cdot \kappa \cdot t} \right)^2 + \frac{1}{18} \cdot \left(\frac{r_c^2}{4 \cdot \kappa \cdot t} \right)^3 - \dots \right] \cong \\ &\cong \frac{q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[\ln \frac{4 \cdot \kappa \cdot t}{r_c^2} - 0,5772 \right] = \frac{q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \frac{2,25 \cdot \kappa \cdot t}{r_c^2}; \end{aligned}$$

формула радиуса зоны воздействия имеет вид

$$R_c = r_c + \sqrt{2,25 \cdot \kappa \cdot t}.$$

При упругом режиме при условии постоянства разности пластового и забойного давлений $(P_{\text{пл}} - P_c) = \text{const}$ справедлива точная формула Э.Б. Чекалюка:

$$R_c = r_c + \sqrt{\pi \cdot \kappa \cdot t}.$$

Учитывая, что эта формула занимает промежуточное положение

$$\sqrt{4 \cdot \kappa \cdot t} > \sqrt{\pi \cdot \kappa \cdot t} > \sqrt{2,25 \cdot \kappa \cdot t},$$

будем считать ее универсальной, справедливой, как в случае

$$(P_{\text{пл}} - P_c) = \text{const}, \quad q = \text{var},$$

так и в случае

$$(P_{\text{пл}} - P_c) = \text{var}, \quad q = \text{const},$$

и в промежуточных случаях

$$(P_{\text{пл}} - P_c) = \text{var}, \quad q = \text{var}.$$

В этих формулах κ – пьезопроводность нефтяного пласта, $\text{м}^2/\text{сут}$; она определяется по формуле

$$\kappa = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{1}{\beta_*},$$

где k и μ – уже названные проницаемость нефтяного пласта и вязкость нефти в пластовых условиях; β_* – упругоэластичность пласта, примерно равная $\beta_* = 3 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{1}{\text{ат}}$.

Гидропроводность пласта $\frac{k \cdot h}{\mu}$ выразим через коэффициент продуктивности η , а пьезопроводность пласта выразим через коэффициент продуктивности η и эффективную толщину пласта h .

При жестком режиме фильтрации при равномерной квадратной сетке скважин с площадью на скважину $S^1 = 16 \text{ га} = 160\,000 \text{ м}^2$ радиус зоны воздействия равен:

$$R_c = \sqrt{\frac{S^1}{\pi}} = 225,7 \text{ м};$$

при радиусе скважины $r_c = 0,1$ м получается следующая зависимость коэффициента продуктивности скважин η от гидропроводности $\frac{k \cdot h}{\mu}$:

$$\eta \cdot \frac{b}{\gamma_n} = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{2\pi}{\ln \frac{R_c}{r_c}} = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot 0,8137;$$

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \eta \cdot \frac{b}{\gamma_n} \cdot 1,229.$$

А если площадь на скважину не $S^1 = 16$ га, а вдвое больше, то тогда

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \eta \cdot \frac{b}{\gamma_n} \cdot 1,284;$$

а если площадь на скважину не $S^1 = 16$ га, а вдвое меньше, то тогда

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \eta \cdot \frac{b}{\gamma_n} \cdot 1,174.$$

Особо отметим полученный очень важный результат:

$$1,174 = 1,229 - 0,055; 1,284 = 1,229 + 0,055;$$

оказывается, что при изменении площади, приходящейся на скважину, в 2 раза, численный коэффициент изменяется на 0,055, или всего на 4,5 %.

С учетом полученной зависимости получается зависимость для пьезопроводности

$$\kappa = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{1}{\beta_*} = \frac{\eta}{h} \cdot \frac{b}{\gamma_n} \cdot 1,229 \cdot \frac{1}{\beta_*};$$

для Енорусскинского нефтяного месторождения при $\frac{\gamma_n}{b} = 0,9 \frac{\text{т}}{\text{м}^3}$

и $\beta_* = 3 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{ат}}$ получается

$$\kappa = \frac{\eta}{h} \cdot \frac{1}{0,9} \cdot 1,229 \cdot \frac{10^5}{3} = \frac{\eta}{h} \cdot 4,552 \cdot 10^4 \frac{\text{м}^2}{\text{сут}}.$$

С учетом этого получается формула радиуса воздействия скважины при упругом режиме

$$R_c = \sqrt{\pi \cdot \kappa \cdot t} = \sqrt{\frac{\eta}{h} \cdot 14,3 \cdot 10^4 \cdot t}.$$

Радиус зоны воздействия скважины достигает своего предела

$$R_c = \sqrt{\frac{\eta}{h} \cdot 14,3 \cdot 10^4 \cdot t} = 225,7 \text{ м за } t = \frac{h}{\eta} \cdot 0,356 \text{ сут}$$

при эффективной толщине пласта h (в м) и коэффициенте продуктивности η (в т/(сут·ат)).

При $h = 10$ м и $\eta = 0,1$ т/(сут·ат) радиус зоны воздействия достигнет своего предела за $t = \frac{10}{0,1} \cdot 0,356 = 35,6$ сут.

2. За время распространения зоны воздействия добывающей скважины эта скважина отбирает часть упругого запаса жидкости и создает воронку депрессии. Отбираемая доля упругого запаса жидкости по формуле В.Н. Щелкачева

$$\Delta_y = \frac{Q_{yc}^1}{Q_{y0}^1} = \frac{1}{2 \cdot \ln \frac{R_c}{r_c}}.$$

Подсчеты по этой формуле дали следующие результаты:

S^1 , га.....	8	16	32
R_c , м.....	159,6	225,7	319,2
Δ_y	0,069	0,065	0,062
$\frac{1}{\Delta_y}$	14,7	15,4	16,1

Полученные результаты показывают, что упругий запас жидкости, отбираемый при образовании воронки депрессии, примерно в 15–16 раз меньше всего упругого запаса жидкости зоны воздействия добывающей скважины.

Формула упругого режима, принимаемая в качестве основной универсальной, в рассматриваемых конкретных условиях приобретает следующий вид:

$$P_{пл} - P_c = \frac{q \cdot \mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{4\pi} \cdot \ln \frac{\pi \cdot \kappa \cdot t}{r_c^2} = \frac{q \cdot \mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{4\pi} \cdot \left(\ln \frac{\pi \cdot \kappa}{r_c^2} + \ln t \right) =$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{q \cdot \gamma_n}{\eta \cdot b} \cdot \frac{1}{1,229} \cdot \frac{1}{4\pi} \cdot \left(\ln \frac{\pi \cdot \eta \cdot b}{r_c^2 \cdot h \cdot \gamma_n \cdot \beta_*} + \ln t \right) = \\
&= \frac{q}{\eta} \cdot \frac{1}{17,16} \cdot \left(\ln \frac{\eta}{h} + 16,27 + \ln t \right).
\end{aligned}$$

С помощью этой формулы можно определить коэффициент продуктивности скважины η . С этой целью будем рассматривать ситуацию, когда добывающая скважина работает с постоянным дебитом $q = \text{const}$, а ее забойное давление изменяется, но остается выше давления насыщения нефти газом $\hat{e}_c > P_{\text{нас}}$, и поэтому ее коэффициент продуктивности тоже остается постоянным $\eta = \text{const}$. За короткое время проведения наблюдения за скважиной ее пластовое давление считается постоянным $\hat{e}_{\text{пл}} = \text{const}$. Берем два момента времени t_1 и t_2 и по значениям забойного давления в эти моменты времени \hat{e}_{c1} и \hat{e}_{c2} или по значениям глубины динамического уровня l_{d1} и l_{d2} определяем коэффициент продуктивности скважины:

$$\begin{aligned}
(P_{\text{пл}} - P_{c2}) - (P_{\text{пл}} - P_{c1}) &= (P_{c1} - P_{c2}) = (l_{d2} - l_{d1}) \cdot \frac{\gamma_n}{10 \cdot b} = \\
&= \frac{q}{\eta} \cdot \frac{1}{17,16} \cdot (\ln t_2 - \ln t_1); \\
\eta &= \frac{q}{P_{c1} - P_{c2}} \cdot \frac{1}{17,16} \cdot \ln \frac{t_2}{t_1} = \frac{q}{l_{d2} - l_{d1}} \cdot \frac{b}{\gamma_n} \cdot \frac{1}{1,716} \cdot \ln \frac{t_2}{t_1}.
\end{aligned}$$

Представленная формула соответствует проявлению упругого режима. Добывающая скважина пущена в работу с постоянным дебитом, постоянство которого обеспечивается заданной постоянной производительностью штангового глубинного насоса (ШГН). Забойное давление неуклонно снижается, но еще не достигло давления насыщения и тем более не перешло через эту грань. Радиус зоны воздействия скважины постоянно возрастает, но еще не достиг своего предела – своей гидродинамической границы; и упругий режим фильтрации еще не перешел в жесткий режим фильтрации или в замкнуто-упругий.

Пример

Определение коэффициента продуктивности при пуске скважины с постоянным дебитом.

à0x0%l̂oÂ %t̂l̂oÂ:

дебит скважины равен $q = 10 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$; через $t_1 = 1$ сут $P_{c1} = 90$ ат, через $t_2 = 6$ сут $P_{c2} = 80$ ат;

$$\eta = \frac{10}{90 - 80} \cdot \frac{1}{17,16} \cdot \ln \frac{6}{1} = 0,104 \frac{\text{т}}{\text{сут} \cdot \text{ат}}.$$

Это было исследование добывающей скважины, пущенной в работу с постоянным дебитом нефти, что обеспечивается постоянной производительностью глубинного насоса.

3. А теперь рассмотрим исследование остановленной добывающей скважины, у которой выключили из работы глубинный насос. Но в остановленную скважину продолжает притекать нефть. При низком исходном (т.е. до остановки) дебите скважины пустой объем самой скважины может представляться достаточно большим, и приток нефти, постепенно замедляясь, может быть довольно продолжительным.

Приток нефти в остановленную добывающую скважину и постепенное повышение ее забойного давления характеризуют приток нефти в зону воздействия этой скважины и постепенное восполнение той части упругого запаса жидкости, которая была отобрана прежде всего при образовании воронки депрессии. Будем считать, что пластовое давление на границе зоны воздействия остается неизменным, хотя в действительности при недостаточной закачке воды оно может несколько понижаться, а при избыточной закачке воды — несколько повышаться (за ограниченное время исследования скважины). Принимая постоянство пластового давления, построим формулу текущего дебита (или притока) в остановленную скважину в зависимости от ее исходного (до остановки) дебита и величины части упругого запаса жидкости, которую надо компенсировать:

$$q_1 = q \cdot e^{-\frac{q}{Q_{yc}^1} \cdot t_1},$$

где

$$q_1 = \eta \cdot (P_{пл} - P_{c1}) \cdot \frac{b}{\gamma_n} = \eta \cdot \frac{l_{\partial 1} - l_{ct}}{10} \cdot \frac{\gamma_n}{b} \cdot \frac{b}{\gamma_n} = \eta \cdot \frac{l_{\partial 1} - l_{ct}}{10};$$

$$q_1 = \eta \cdot (P_{пл} - P_c) \cdot \frac{b}{\gamma_n} = \eta \cdot \frac{l_{\partial} - l_{ct}}{10};$$

$$Q_{yc}^1 = \frac{1}{15} \cdot S^1 \cdot h \cdot \beta_* \cdot (P_{пл} - P_c);$$

$$\frac{q}{Q_{yc}^1} = \frac{15 \cdot \eta \cdot b}{S^1 \cdot h \cdot \beta_* \cdot \gamma_H};$$

l_∂ и $l_{\partial 1}$ – глубины, соответственно, начального и текущего динамического уровней; $l_{ст}$ – глубина статического уровня.

С учетом этого получается:

$$\frac{q_1}{q} = \frac{l_{\partial 1} - l_{ст}}{l_\partial - l_{ст}} = e^{-\frac{15 \cdot \eta \cdot b}{S^1 \cdot h \cdot \beta_* \cdot \gamma_H} \cdot t_1};$$

в момент времени t_1

$$\ln \frac{l_\partial - l_{ст}}{l_{\partial 1} - l_{ст}} = \frac{15 \cdot \eta \cdot b}{S^1 \cdot h \cdot \beta_* \cdot \gamma_H} \cdot t_1;$$

в момент времени t_2

$$\ln \frac{l_\partial - l_{ст}}{l_{\partial 2} - l_{ст}} = \frac{15 \cdot \eta \cdot b}{S^1 \cdot h \cdot \beta_* \cdot \gamma_H} \cdot t_2;$$

$$\frac{\ln \frac{l_\partial - l_{ст}}{l_{\partial 2} - l_{ст}}}{\ln \frac{l_\partial - l_{ст}}{l_{\partial 1} - l_{ст}}} = \frac{t_2}{t_1}; \quad \frac{l_\partial - l_{ст}}{l_{\partial 2} - l_{ст}} = \left(\frac{l_\partial - l_{ст}}{l_{\partial 1} - l_{ст}} \right)^{\frac{t_2}{t_1}};$$

$$\text{при } \frac{t_2}{t_1} = 2 \quad (l_{\partial 1} - l_{ст})^2 = (l_\partial - l_{ст}) \cdot (l_{\partial 2} - l_{ст}),$$

отсюда получается

$$l_{ст} = \frac{l_\partial \cdot l_{\partial 2} - l_{\partial 1}^2}{l_\partial + l_{\partial 2} - 2 \cdot l_{\partial 1}};$$

при установленном статическом уровне $l_{ст}$ легко определить коэффициент продуктивности скважины:

$$\eta = \frac{q \cdot 10 \cdot b}{(l_\partial - l_{ст}) \cdot \gamma_H}.$$

Пример

а) $\partial x \partial \hat{I} \partial \hat{A} \quad \% \hat{I} \partial \hat{A}:$

$$S^1 = 16 \cdot 10^4 \text{ м}^2; h = 10 \text{ м}; \beta_* = 3 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{ат}}; \eta = 0,104 \frac{1}{\text{сут} \cdot \text{ат}};$$

$$\frac{\gamma_n}{b} = 0,9 \frac{\tau}{\text{м}^3}; l_\partial = 700 \text{ м}; l_{\text{ст}} = 100 \text{ м}; q = 5,616 \frac{1}{\text{сут}}.$$

Расчет изменения динамического уровня в остановленной добывающей скважине:

$$\frac{l_{\partial 1} - l_{\text{ст}}}{l_\partial - l_{\text{ст}}} = e^{-\frac{15 \cdot \eta \cdot b}{S^1 \cdot h \beta_n \cdot \gamma_n} \cdot t_1};$$

$$\frac{l_{\partial 1} - 100}{700 - 100} = e^{-\frac{15 \cdot 0,104}{16 \cdot 10^4 \cdot 10 \cdot 3 \cdot 10^{-5} \cdot 0,9} \cdot t_1};$$

$$\frac{l_{\partial 1} - 100}{600} = e^{-0,036111 \cdot t_1},$$

t, сут.....	0	1	2	4	8	16
$\frac{l_{\partial 1} - l_{\text{ст}}}{l_\partial - l_{\text{ст}}}$	1,0	0,96453	0,93032	0,86550	0,74910	0,56114
l_∂ , м.....	700	678,72	658,19	619,30	549,46	436,68

Расчет статического уровня и коэффициента продуктивности скважины выполнен по известным значениям динамического уровня для заданных моментов времени по формуле

$$l_{\text{ст}} = \frac{l_\partial \cdot l_{\partial 2} - l_{\partial 1}^2}{l_\partial + l_{\partial 2} - 2 \cdot l_{\partial 1}}$$

при условии, что $\frac{t_2}{t_1} = 2$ (табл. 3.12).

табл. 3.12

t, сут	l_∂ , м	$l_{\text{ст}}$, м	l_∂ , м	$l_{\text{ст}}$, м	l_∂ , м	$l_{\text{ст}}$, м
0	700	—	700	—	700	—
1	678,72	—	678,7	—	679	—
2	658,19	96,2	658,2	132,9	658	458
4	619,30	101,3	619,3	97,5	619	112
8	549,46	103,4	549,5	102,5	549	104
16	436,68	99,8	436,7	99,2	437	115

Примем, что рассматриваемая добывающая скважина выключена из работы на четверо суток $t = 4$ сут, что глубина статического уровня определена равной 112 м, тогда коэффициент продуктивности

$$\eta = \frac{q \cdot 10 \cdot b}{(l_0 - l_{\text{ст}}) \cdot \gamma_n} = \frac{5,616 \cdot 10}{(700 - 112) \cdot 0,9} = 0,106 \frac{\text{т}}{\text{сут} \cdot \text{ат}}.$$

Предложенный здесь метод определения неизвестной глубины статического уровня $l_{\text{ст}}$ и коэффициента продуктивности скважины η был практически применен по пяти скважинам Енорусскинского нефтяного месторождения. В январе 1998 г. на этом месторождении в течение трех суток произошло общее отключение электроэнергии. В этот период по скважинам несколько раз определяли текущую глубину динамического уровня l_0 . Правда, моменты определения не соответствовали заданному соотношению $\frac{t_2}{t_1} = 2$. Фактические соотношения величин значений времени после остановки скважин были либо несколько больше, либо несколько меньше $\frac{t_2}{t_1} \leq 2$. Фактические замеренные величины вместе с основными результатами расчетов (значения $l_{\text{ст}}$ и η) по рассмотренным скважинам представлены в табл. 3.13.

В табл. 3.14 показан сам ход расчета и осреднения. Также показан потенциально возможный дебит нефти в условиях поддержания пластового давления, когда глубина статического уровня становится равной нулю $l_{\text{ст}} = 0$.

По двум скважинам 1305 и 307 намечено осуществлять закачку воды. При этом по остальным трем скважинам 1293, 1302 и 1304 дебит нефти возрастет с 21,6 т/сут до 38,3 т/сут или в 1,773 раза и станет больше, чем в настоящее время по всем пяти скважинам, $38,3 > 37,7$ т/сут.

Из всего предыдущего следует один практически очень важный вывод: на малопродуктивной залежи высоковязкой нефти определять глубину статического уровня, пластовое давление и коэффициент продуктивности добывающей скважины можно не за 30–40 дн, а в 5–10 раз быстрее, за 4–6 дн.

4. Теперь надо остановиться на контроле обводненности добывающей скважины и эксплуатируемых ею нефтяных пластов и слоев.

При наличии нескольких малопродуктивных нефтяных пластов ради обеспечения их экономически рентабельной промышленной разработки эти пласты приходится объединять в один общий эксплуатационный объект. Обычно это заметно увеличивает расчетную послойную неоднородность по проницаемости и увеличивает потребность в контроле за обводненностью добывающих скважин, их пластов и слоев. Такая потребность еще более увеличивается на месторождениях высо-

$$1 \nmid \hat{I} \hat{E}^{\dagger} \quad 3.13$$
[illegible]
$$I \nsubseteq \hat{I} \hat{E}^{\nabla} I \quad 3.14$$

Номер сква- жины	$\frac{l_2^*}{l_1^*}$	$\frac{l_{\partial 1}^*}{l_{\partial 2}^*}$	$l_{\text{ст}}^*, \text{ м}$	$\frac{l_2^{**}}{l_1^{**}}$	$\frac{l_{\partial 1}^{**}}{l_{\partial 2}^{**}}$	$l_{\text{ст}}^{**}, \text{ м}$	$\frac{l_{\partial 1}}{l_{\partial 2}}$	$l_{\text{ст}}, \text{ м}$	q, т/сут при $l_{\text{ст}} = 0$
307	$\frac{40,5}{16,5}$	$\frac{553}{455}$	410	$\frac{63,83}{40,5}$	$\frac{455}{370}$	348	$\frac{504}{413}$	382	18,9
1293	$\frac{41,66}{17,67}$	$\frac{405}{222}$	63	$\frac{63,67}{41,66}$	$\frac{222}{181}$	178	$\frac{313}{211}$	169	11,1
1302	$\frac{43,50}{19,50}$	$\frac{333}{226}$	180	$\frac{63,67}{43,50}$	$\frac{226}{176}$	170	$\frac{280}{201}$	182	9,0
1304	$\frac{42,60}{19,60}$	$\frac{631}{564}$	530	$\frac{62,60}{42,60}$	$\frac{564}{529}$	523	$\frac{598}{547}$	533	17,2
1305	$\frac{43,33}{19,33}$	$\frac{594}{403}$	2549	$\frac{63,50}{43,33}$	$\frac{403}{303}$	269	$\frac{498}{353}$	184	7,2
									$\Sigma 63,4$

ковязкой нефти. Ведь отрицательное действие высокой вязкости нефти – высокого соотношения подвижностей вытесняющей воды и нефти в пластовых условиях – происходит на фоне послойной неоднородности пластов по проницаемости и геометрической неравномерности (неоднородности) вытеснения нефти: и чем больше неоднородность, тем больше отрицательное действие высокой вязкости.

На месторождении высоковязкой нефти контроль за появлением и ростом обводненности добывающей скважины можно осуществлять довольно просто с помощью современного эхолота, наблюдая в условиях неизменной заданной производительности штангового глубинного насоса (ШГН) быстрый подъем динамического уровня. Понятно, что это не отменяет периодические определения по каждой добывающей скважине дебита жидкости и обводненности на групповом сборном пункте.

Рассмотрим ситуацию, возникающую на добывающей скважине при обводнении.

Пример

Пусть соотношение подвижностей вытесняющей воды и нефти в пластовых условиях равно 20.

Пусть заданная суточная производительность глубинного насоса (ШГН) в период безводной добычи нефти равна 20 т/сут при динамическом уровне 725 м и статическом уровне 100 м.

Пусть обводнение скважины происходит по отдельному наиболее проницаемому нефтяному слою, который в безводный период дает 0,10, или 10 %, производительности скважины, т.е. 2 м³/сут.

При сохранении неизменным забойного давления (динамического уровня) отдельный обводненный нефтяной слой вместо 2 м³/сут нефти будет давать $2 \cdot 20 = 40$ м³/сут воды, а общий дебит жидкости добывающей скважины станет $20 - 2 + 2 \cdot 20 = 58$ м³/сут, или возрастет по сравнению с безводным периодом в $\frac{58}{20} = 2,9$ раза. Для чего необходимо в 2,9 раза увеличить производительность глубинного насоса.

При сохранении неизменной производительности глубинного насоса, равной 20 м³/сут, соответственно в 2,9 раза должна уменьшиться депрессия на нефтяные пласты (в м столба жидкости) с $(725 - 100) = 625$ м до $\frac{(725-100)}{2,9} = 215,5$ м, соответственно при неизменном статическом уровне 100 м динамический

уровень должен подняться с глубины 725 м до глубины $100 + 215,5 = 315,5$ м.

Понятно, что такой подъем динамического уровня на $725 - 315,5 = 409,5$ м не произойдет мгновенно, а потребует некоторого времени t . Это произойдет при замкнуто-упругом режиме.

За это время t частично будет восполнен упругий запас жидкости, прежде отображенный при создании воронки депрессии, поскольку поднимется динамический уровень, увеличится забойное давление и уменьшится глубина воронки депрессии.

Как можно заметить по дебиту нефти $20 \text{ м}^3/\text{сут}$, у рассматриваемой добывающей скважины коэффициент продуктивности по нефти существенно выше (втрое), чем у скважин в предыдущих примерах, но отношение коэффициента продуктивности к эффективной толщине нефтяных пластов одинаковое. Поэтому можно воспользоваться формулой из последнего примера, но только надо учесть два следующих обстоятельства: после начала обводнения скважины ее коэффициент продуктивности по жидкости дополнительно увеличен в 2,9 раза; и рассматривается процесс подъема динамического уровня с глубины 725 м до глубины 315,5 м.

С учетом этого формула изменения динамического уровня во времени принимает следующий вид:

$$\frac{l_0 - 315,5}{725 - 315,5} = e^{-2,9 \cdot 0,03611 \cdot t} = e^{-0,10472 \cdot t}.$$

Расчеты по этой формуле дали следующие результаты:

t , сут	0	1	2	4	8	16	32
l_0 , м	725	684,3	647,6	584,7	492,7	392,2	329,9

Если за 4–8 дн уже обнаружена закономерность, то расчетным путем можно определить, что будет на 32–64 день, какая будет глубина динамического уровня.

В рассматриваемой добывающей скважине до и после начала ее обводнения применяется глубинный расходомер, который по обводненному нефтяному слою фиксирует резкое увеличение производительности и резкое увеличение доли в производительности скважины с 0,10 до $\frac{0,10 \cdot 20}{0,10 \cdot 20 + (1 - 0,10)} = 0,69$, или с

10 до 69 %.

Этого будет вполне достаточно для четкого выделения обводненного нефтяного слоя.

После этого обособленный обводненный нефтяной слой можно будет закрыть плаstopерекрывателем и продолжить безводную эксплуатацию добывающей скважины.

Вывод

Для трудных условий разработки малопродуктивных месторождений высоковязкой нефти можно более быстро определить по добывающим скважинам коэффициент продуктивности по нефти, начало и рост обводнения и обводненные нефтяные пласты и слои.

3.5. О ПРИМЕНЕНИИ ХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА ПОЛИСИЛ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Экспериментально установлено, что применение химического реагента полисил в нагнетательных скважинах дополнительно увеличивает их коэффициент приемистости в ν раз, конкретно в 2–3 раза.

Где применение реагента полисил особенно необходимо и каковы все последствия этого применения?

В Западной Сибири имеются нефтяные месторождения с нефтяными пластами пониженной, низкой и ультранизкой продуктивности, которые обладают повышенной зональной и полойной неоднородностью по проницаемости, пониженной начальной нефтенасыщенностью и соответственно пониженным коэффициентом вытеснения, содержат нефть пониженной вязкости, близкой к вязкости воды. На таких нефтяных месторождениях подвижность закачиваемой воды бывает близка и ниже подвижности пластовой нефти. При этом для увеличения начального максимального (амплитудного) дебита нефти эксплуатационного объекта требуется увеличение доли нагнетательных скважин в общем числе скважин. Но вместо увеличения доли и числа нагнетательных скважин можно применить химический реагент полисил и увеличить коэффициент приемистости.

Рассматривать эту проблему будем на примере конкретного нефтяного месторождения, у которого: средний коэффициент продуктивности скважины равен $\eta_{\text{ср}} = 0,3 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$, эксплуатационный горизонт (пласт) состоит из трех обособленных нефтяных слоев, зональная неоднородность отдельного слоя по продуктивности (проницаемости) равна $V_{\text{зс}}^2 = 1,5$, соответственно зональная неоднородность по продуктивности в целом объекта (пласта) равна $V_3^2 = \frac{V_{\text{зс}}^2}{n_c} = \frac{1,5}{3} = 0,5$, вязкость нефти в пластовых условиях равна $\mu_n = 1 \text{ сПз}$, вязкость воды равна $\mu_a = 0,5 \text{ сПз}$,

коэффициент вытеснения нефти закачиваемой водой равен $K_2 = 0,5$, соответственно соотношение подвижностей воды и нефти в пластовых условиях равно

$$\mu_* = \frac{\mu_n}{\mu_a} \cdot K_2^{1,5} = \frac{1}{0,5} \cdot 0,5^{1,5} = 0,707.$$

Эксплуатационный объект залегает на глубине 2500 м. Первоначальное пластовое давление равно $P_{пл0} = 250$ ат, давление насыщения нефти газом равно $P_{нас} = 100$ ат. Забойное давление нагнетательных скважин равно 500 ат. С учетом потери давления на трение давление на устье нагнетательных скважин несколько больше 250 ат. С учетом давления насыщения забойное давление добывающих скважин равно $\hat{P}_{сз} = 100$ ат.

Влияние зональной неоднородности слоев на снижение проницаемости для фильтрационного потока отражает следующий понижающий коэффициент:

$$\xi = \frac{1}{1 + 2,3 \cdot 0,2 \cdot V_{сз}^2} = \frac{1}{1 + 2,3 \cdot 0,2 \cdot 1,5} = 0,592.$$

Средний амплитудный дебит нефти на одну скважину проектной сетки определяется по следующей формуле:

$$q_0^1 = \eta_{ср} \cdot (P_{сн} - P_{сз}) \cdot \varphi \cdot \xi,$$

где φ – функция относительной производительности скважины

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{\mu_*} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1 + m};$$

m – соотношение добывающих и нагнетательных скважин, причем все добывающие скважины расположены на первых орбитах относительно нагнетательных.

Если же на первых орбитах расположена только часть добывающих скважин и соотношение этих добывающих и нагнетательных скважин равно m_1 , т.е. это соотношение меньше общего соотношения $m_1 < m$, то функция относительной производительности скважины имеет следующий вид:

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{\mu_*} + \frac{1}{m_1}} \cdot \frac{1}{1 + m}.$$

Смысл этой формулы: пока работают скважины первой ор-

биты, скважины второй и последующих орбит практически не влияют на общее фильтрационное сопротивление и на общий дебит жидкости.

По приведенным формулам при принятых исходных данных для различных значений m – соотношения добывающих и нагнетательных скважин определим амплитудный дебит нефти проектной скважины

$$q_0^1 = 0,3 \cdot (500 - 100) \cdot \varphi \cdot 0,592;$$

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{0,707} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1+m};$$

m	1	2	3	4	5
φ	0,207	0,174	0,143	0,120	0,103
q_0^1 , т/сут....	14,70	12,36	10,15	8,53	7,32

Но если по нагнетательным скважинам применяется химический реагент полисил и средний коэффициент приемистости увеличивается в $\nu = 2$ раза, то функция относительной производительности скважины и амплитудный дебит нефти проектной скважины будут

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{\mu_* \cdot \nu} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1+m} = \frac{1}{\frac{1}{1,414} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1+m};$$

m	1	2	3	4	5
φ	0,293	0,276	0,240	0,209	0,184
q_0^1 , т/сут.....	20,81	19,62	17,06	14,84	13,05

А если средний коэффициент приемистости нагнетательной скважины увеличивается в $\nu = 3$ раза, то функция относительной производительности скважины и амплитудный дебит нефти проектной скважины будут

$$\varphi = \frac{1}{\frac{1}{2,121} + \frac{1}{m}} \cdot \frac{1}{1+m};$$

m	1	2	3	4	5
φ	0,340	0,343	0,311	0,277	0,248
q_0^1 , т/сут.....	24,16	24,37	21,17	19,68	17,63

По представленным результатам видно, что увеличение коэффициента приемистости нагнетательных скважин в $\nu = 2$ раза приводит к увеличению амплитудного дебита нефти и темпа отбора запасов нефти в 1,4–1,8 раза, а увеличение коэффициента приемистости в $\nu = 3$ раза приводит к увеличению дебита и темпа отбора запасов нефти в 1,6–2,4 раза.

По представленным результатам также видна тенденция к увеличению соотношения добывающих и нагнетательных скважин: при увеличении коэффициента приемистости в $\nu = 3$ раза амплитудный дебит нефти достигает максимума при увеличении соотношения с $m = 1$ до $m = 2$.

Если вместе с применением химического реагента полисил и увеличением коэффициента приемистости нагнетательных скважин в $\nu = 2$ раза уменьшить долю нагнетательных вдвое, т.е. от соотношения добывающих и нагнетательных $m = 1$ перейти к соотношению $m = 3$, то амплитудный дебит увеличится

в $\frac{17,06}{14,70} = 1,16$ раза и уменьшится неравномерность вытеснения

нефти закачиваемой водой. Последнее обстоятельство связано с уменьшением доли стягивающих добывающих скважин с

$$\frac{2}{1+m} = \frac{2}{1+1} = 1 \text{ до } \frac{2}{1+m} = \frac{2}{1+3} = 0,5.$$

Расчет величины V^2 – результирующей неравномерности вытеснения нефти закачиваемой водой в типичную среднюю добывающую скважину на рассматриваемом объекте выполняется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} (V^2 + 1) &= (V_1^2 + 1) \cdot (V_2^2 + 1) \cdot (V_3^2 + 1) \cdot \frac{2}{1+m} + (V_1^2 + 1) \cdot \left(1 - \frac{2}{1+m}\right) = \\ &= \frac{V_{\text{зс}}^2 + 1}{\frac{V_{\text{зс}}^2}{n_c} + 1} \cdot 1,1 \cdot \frac{V_3^2 + 1}{\frac{V_3^2}{4} + 1} \cdot \frac{2}{1+m} + \frac{V_{\text{зс}}^2 + 1}{\frac{V_{\text{зс}}^2}{n_c} + 1} \cdot \left(1 - \frac{2}{1+m}\right). \end{aligned}$$

Для конкретных условий рассматриваемого нефтяного месторождения эта формула принимает следующий конкретный вид:

$$\begin{aligned} (V^2 + 1) &= \frac{1,5+1}{\frac{1,5}{3}+1} \cdot 1,1 \cdot \frac{0,5+1}{\frac{0,5}{4}+1} \cdot \frac{2}{1+m} + \frac{1,5+1}{\frac{1,5}{3}+1} \cdot \left(1 - \frac{2}{1+m}\right) = \\ &= 2,444 \cdot \frac{2}{1+m} + 1,667 \cdot \left(1 - \frac{2}{1+m}\right) = 1,667 + 0,778 \cdot \frac{2}{1+m}; \end{aligned}$$

$$V^2 = 0,667 + 0,778 \cdot \frac{2}{1+m}.$$

Кроме этой формулы необходимы: формула K_3 – коэффициента использования подвижных запасов нефти (суммарного отбора нефти в долях подвижных запасов) и формула F – суммарного отбора жидкости в долях подвижных запасов нефти, которые имеют следующий вид:

$$K_3 = K_{\text{зн}} + (K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) \cdot \ddot{A};$$

$$F = K_{\text{зн}} + (K_{\text{зк}} - K_{\text{зн}}) \cdot \ln \frac{1}{1-A},$$

где $K_{\text{зн}} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2}$; $K_{\text{зк}} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2}$; \ddot{A} – расчетная предельная доля агента (воды) в дебите жидкости добывающей скважины, в данном случае (при $\mu_* = 0,707$ и коэффициенте различия физических свойств нефти и вытесняющего агента $\mu_0 \approx 1$) это весовая предельная доля агента (воды).

По приведенным формулам для различных значений m были сделаны расчеты величин V^2 , $K_{\text{зн}}$, $K_{\text{зк}}$, $\frac{K_{\text{зн}}}{K_{\text{зк}}}$, K_3 и F при $\ddot{A} = 0,95$ (табл. 3.15).

Табл. 3.15

m	V^2	$K_{\text{зн}}$	$K_{\text{зк}}$	$\frac{K_{\text{зн}}}{K_{\text{зк}}}$	При $\ddot{A} = 0,95$	
					K_3	F
1	1,444	0,138	0,763	0,181	0,732	2,010
2	1,185	0,162	0,802	0,202	0,770	2,079
3	1,056	0,177	0,824	0,215	0,792	2,115
4	0,978	0,188	0,837	0,225	0,805	2,132
5	0,926	0,196	0,846	0,232	0,814	2,143

Как видно, при $m = 3$ и $v = 2$ по сравнению с $m = 1$ и $v = 1$ конечная нефтеотдача пластов становится выше в $\frac{0,792}{0,732} = 1,082 \approx 1,08$ раза.

Таким образом в конкретных условиях рассматриваемого нефтяного месторождения применение химического реагента полисил позволяет перейти от 5-точечной схемы площадного заводнения к обращенной 9-точечной схеме, при этом увели-

чить амплитудный дебит проектных скважин в 1,16 раза и извлекаемые запасы нефти в 1,08 раза.

Наверное, для иллюстрации эффективности применения химического реагента полисил целесообразно сравнить два варианта разработки эксплуатационного объекта: 1-й вариант – без применения, 2-й вариант с применением. В обоих вариантах 100 проектных скважин. В 1-м варианте годовой амплитудный дебит равен $14,7 \frac{\text{т}}{\text{сут}} \cdot 100 \cdot 330 \frac{\text{сут}}{\text{год}} = 485100 \frac{\text{т}}{\text{год}} =$

$= 485,1 \frac{\text{тыс. т}}{\text{год}} = 0,485 \frac{\text{млн. т}}{\text{год}}$, здесь 330 – число дней работы

скважины в году; во 2-м варианте годовой амплитудный дебит равен $17,06 \cdot 100 \cdot 330 = 562\,980 \frac{\text{т}}{\text{год}} = 562,98 \frac{\text{тыс. т}}{\text{год}} = 0,563 \frac{\text{млн. т}}{\text{год}}$.

По 1-му варианту начальные извлекаемые запасы нефти равны 10 млн. т, по 2-му варианту – 10,8 млн. т. По 1-му варианту начальные извлекаемые запасы жидкости равны 20,1 млн. т, по 2-му варианту – 21,15 млн. т. Динамика добычи нефти и жидкости в течение первых 10 лет по 1-му и 2-му вариантам представлена в табл. 3.16.

За 10 лет разработки рассматриваемого эксплуатационного объекта по варианту с применением химического реагента полисил добыча нефти увеличивается в $\frac{4,387}{3,842} = 1,142$ раза, или

табл. 3.16

Эффективность применения полисила.
Сравнение 1-го и 2-го вариантов разработки эксплуатационного объекта.
Динамика добычи нефти и жидкости

Годы	1-й вариант			2-й вариант			Прирост дебита нефти, млн. т/год
	Дебит нефти, млн. т/год	Дебит жидкости, млн. т/год	Обводненность, %	Дебит нефти, млн. т/год	Дебит жидкости, млн. т/год	Обводненность, %	
1	0,473	0,479	1,3	0,549	0,556	1,3	0,076
2	0,451	0,468	3,6	0,521	0,541	3,7	0,070
3	0,430	0,457	5,8	0,494	0,528	6,2	0,064
4	0,409	0,446	8,2	0,469	0,513	8,6	0,060
5	0,390	0,435	10,4	0,445	0,499	10,9	0,055
6	0,371	0,425	12,6	0,423	0,486	13,0	0,052
7	0,354	0,415	14,6	0,401	0,474	15,3	0,047
8	0,337	0,405	16,7	0,381	0,461	17,4	0,044
9	0,321	0,395	18,7	0,361	0,449	19,6	0,040
10	0,306	0,386	20,7	0,343	0,437	21,5	0,037
Сумма	3,842	4,311		4,387	4,944		0,545

на 0,545 млн. т = 545 тыс. т. При этом отбор попутной воды увеличивается в $\frac{4,944-4,387}{4,311-3,842} = \frac{0,557}{0,469} = 1,188$ раза, или на 88 тыс. т.

При цене 1 т добытой нефти для нефтедобывающего предприятия в 100 \$ экономический эффект от применения химического реагента полисил за 10 лет составил $100 \cdot 0,545 = 54,5$ млн. \$.

3.6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИЗОЛЯЦИИ ОБВОДНЕННЫХ НЕФТЯНЫХ СЛОЕВ И ПЛАСТОВ ХИМИЧЕСКИМ РЕАГЕНТОМ

Наши специалисты для изоляции обводненных обособленных нефтяных слоев и пластов создали химический реагент, который по своим свойствам превосходит аналогичный импортный.

Этот реагент обладает высокой начальной подвижностью, близкой к подвижности воды, и соответственно высокой проникающей способностью. После застывания реагент обеспечивает прочную и герметичную изоляцию. Реагент не обладает избирательностью действия и одинаково прочно изолирует как водонасыщенные, так и нефтенасыщенные толщины пластов. Такая неизбирательность действия вовсе не является недостатком реагента, напротив, является его достоинством.

Поясним на примере.

При разных физических свойствах нефти (разной подвижности и плотности), т.е. при разных значениях μ_0 – коэффициента различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, но при одной и той же расчетной послойной неоднородности нефтяных пластов, количественно характеризуемой квадратом коэффициента вариации, равным $V^2 = 0,333$, при весовой предельной обводненности дебита жидкости добывающей скважины, равной $\dot{A}_2 = 0,95$, т.е. в самый последний момент работы этой скважины, величина Y – доли еще не обводненной эффективной толщины эксплуатируемых нефтяных пластов, обладающей первоначальной нефтенасыщенностью, отнюдь не равна нулю или 0,05 с учетом $(1 - \dot{A}_2) = 0,05$, она гораздо выше; получаются разные значения \dot{A} – расчетной предельной доли агента и соответственно (см. табл. 9 [9]) разные значения Y :

μ_0	1	3	10	30	100
\dot{A}	0,950	0,864	0,655	0,388	0,160
Y	0,16	0,30	0,56	0,79	0,93

При избирательном действии реагента, т.е. при изоляции только в пределах $(1 - Y)$ – доли обводненной толщины нефтяных пластов, в пределах Y – доли необводненной толщины нефтяных пластов с первоначальной нефтенасыщенностью вообще не было бы изоляции и вскоре не было бы изоляции всего эксплуатационного объекта. Как это происходит, схематично показано на рис. 3.2.

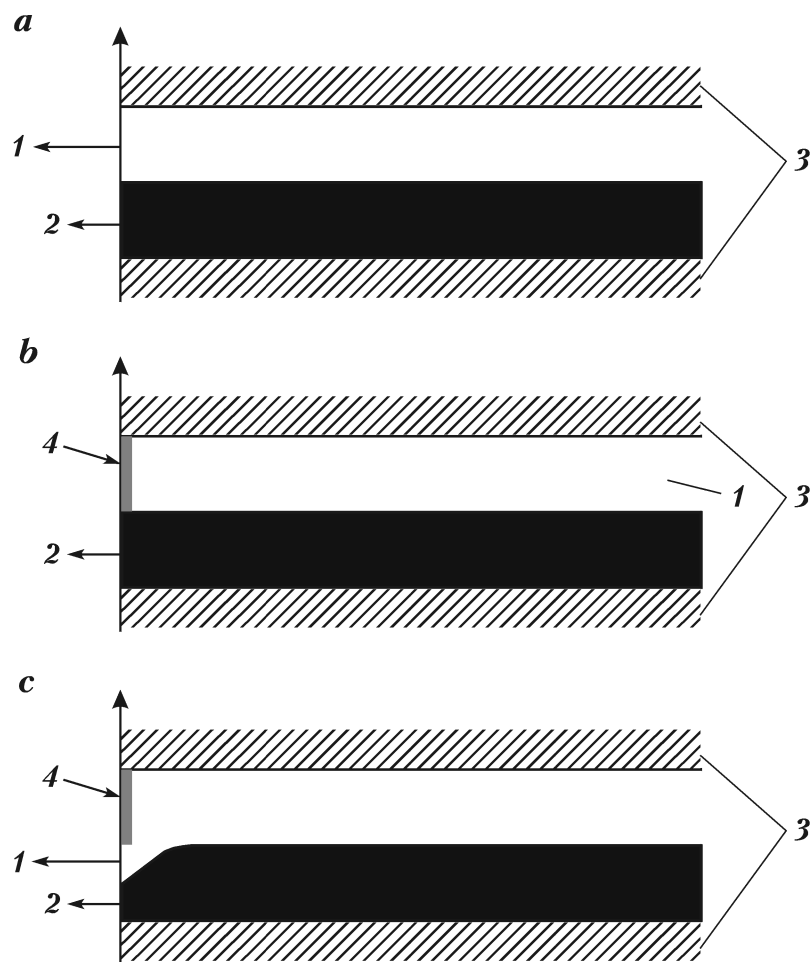


Рис. 3.2. Схема обводнения:

а – до проведения изоляции; *б* – сразу после проведения изоляции; *в* – вскоре после проведения изоляции; 1 – вода; 2 – нефть; 3 – непроницаемые прослои; 4 – изоляция

Видно, что в монолитном слое (пласте) вскоре после проведения изоляции вода обойдет преграду и в прежней пропорции будет поступать в скважину, только уменьшится дебит нефти. Защитой от воды может быть только полная изоляция слоя (пласта) от одного разделяющего непроницаемого прослоя до другого такого прослоя.

Далее по методике проектирования разработки нефтяных месторождений [8, 9] для типичных элементов нефтяных залежей были сделаны расчеты характеристики использования подвижных запасов нефти: в зависимости от \dot{A}_2 – весовой предельной доли вытесняющего агента в дебите жидкости добывающей скважины и от μ_0 – коэффициента различия физических свойств нефти и вытесняющего агента были определены значения \dot{A} – расчетной предельной доли агента; в зависимости от V^2 – расчетной послойной неоднородности эксплуатационного объекта и \dot{A} – расчетной предельной доли агента были определены значения K_3 – коэффициента (доли) использования подвижных запасов нефти и F – расчетного отбора жидкости в долях подвижных запасов нефти; затем с учетом μ_0 – коэффициента различия физических свойств нефти и агента от значений F – расчетных относительных отборов жидкости перешли к значениям F_2 – весовых относительных отборов жидкости в долях подвижных запасов нефти, затем определили $\frac{F_2}{K_3}$ – соотношение весовых суммарных отборов жидкости и

нефти. При этом неравномерность вытеснения нефти агентом в пределах слоя (пласта) была задана квадратом коэффициента вариации $V^2 = 0,333$. Были рассмотрены три варианта, различные по величине V^2 – расчетной послойной неоднородности. В первом из них все слои (пласты) одинаковы по средней проницаемости и поэтому в целом у трех слоев (пластов) такая же расчетная послойная неоднородность, как у отдельного слоя, равная $V^2 = 0,333$. Во втором варианте соотношение средних проницаемостей слоев (пластов) следующее: 1:2:4; и поэтому в целом у трех слоев (пластов) расчетная послойная неоднородность равна $V^2 = 0,714$. В третьем варианте соотношение средних проницаемостей слоев (пластов) следующее: 1:3:9; и поэтому в целом у трех слоев (пластов) расчетная послойная неоднородность равна $V^2 = 1,782$.

Результаты проведенных расчетов представлены в табл. 3.17.

Благодаря изоляции обводненных нефтяных слоев (пластов),

**Характеристика извлечения подвижных запасов нефти при различной весовой предельной обводненности
добывающих скважин, различных физических свойствах нефти
(коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющей воды μ_0)
и различном соотношении проницаемостей трех слоев (пластов)**

\ddot{A}_2	Показатель	Все три слоя (пласта) одинаковы по производительности и средней проницаемости $V^2 = 0,333$					Все три слоя (пласта) одинаковы по производительности, но различны по средней проницаемости									
		μ_0					Соотношение проницаемостей: 1:2:4 $V^0 = 0,714$					Соотношение проницаемостей: 1:3:9 $V^2 = 1,782$				
							μ_0					μ_0				
		1	3	10	30	100	1	3	10	30	100	1	3	10	30	100
0,98	\ddot{A}	0,980	0,942	0,831	0,620	0,329	0,980	0,942	0,831	0,620	0,329	0,980	0,942	0,831	0,620	0,329
0,95		0,950	0,864	0,655	0,388	0,160	0,950	0,864	0,655	0,388	0,160	0,950	0,864	0,655	0,388	0,160
0,90		0,900	0,750	0,474	0,231	0,083	0,900	0,750	0,474	0,231	0,083	0,900	0,750	0,474	0,231	0,083
0,98	K_3	0,956	0,934	0,869	0,746	0,577	0,873	0,848	0,776	0,640	0,451	0,705	0,682	0,615	0,488	0,313
0,95		0,939	0,889	0,767	0,611	0,478	0,854	0,798	0,662	0,489	0,342	0,687	0,635	0,509	0,349	0,211
0,90		0,910	0,882	0,661	0,520	0,433	0,821	0,724	0,545	0,388	0,292	0,657	0,567	0,400	0,254	0,165
0,98	F	2,666	2,045	1,421	0,949	0,618	2,773	2,083	1,390	0,865	0,497	2,470	1,829	1,185	0,697	0,355
0,95		2,132	1,548	1,005	0,671	0,487	2,179	1,531	0,928	0,556	0,351	1,918	1,316	0,756	0,411	0,220
0,90		1,727	1,193	0,760	0,538	0,436	1,730	1,136	0,654	0,408	0,294	1,501	0,950	0,502	0,273	0,167
0,98	F_2	2,666	4,267	6,390	6,826	4,657	2,773	4,553	6,910	7,930	5,051	2,470	4,123	6,315	9,314	4,526
0,95		2,132	2,867	3,153	2,413	1,315	2,176	2,997	3,322	2,499	1,242	1,918	2,667	2,973	2,209	1,075
0,90		1,727	1,935	1,643	1,073	0,646	1,730	1,960	1,635	0,988	0,492	1,501	1,716	1,414	0,826	0,385
0,98	$\frac{F_2}{K_3}$	2,789	4,567	7,349	9,144	8,074	3,176	5,369	8,912	11,500	11,200	3,504	6,045	10,264	23,266	14,459
0,95		2,271	3,226	4,111	3,948	2,750	2,548	3,756	5,618	5,110	3,630	2,793	4,216	5,837	6,338	5,089
0,90		1,898	2,353	2,485	2,066	1,491	2,107	2,707	3,000	2,550	1,680	2,286	3,029	3,533	3,251	2,331
0,98	$v = \frac{K_3}{K_3}$	1	1	1	1	1	1,095	1,101	1,120	1,166	1,279	1,356	1,370	1,413	1,529	1,843
0,95		1	1	1	1	1	1,100	1,114	1,159	1,249	1,398	1,367	1,400	1,507	1,751	2,265
0,90		1	1	1	1	1	1,108	1,135	1,213	1,340	1,483	1,385	1,450	1,653	2,047	2,624

достигших заданной предельной обводненности, второй и третий варианты по своим интегральным показателям переходят (превращаются) в первый вариант.

Суммарный отбор жидкости сильно зависит от μ_0 – коэффициента различия физических свойств нефти и агента, но несильно зависит от V^2 – общей расчетной послойной неоднородности.

Суммарный отбор нефти также зависит от μ_0 – коэффициента различия физических свойств нефти и агента, но также сильно зависит от V^2 – расчетной послойной неоднородности. Поэтому в табл. 3.17 приведены значения ν – относительного уменьшения суммарного отбора нефти при увеличении от V^2 – расчетной послойной неоднородности, но при прочих равных условиях.

При переходе от второго и третьего вариантов к первому варианту этот коэффициент показывает увеличение суммарного отбора нефти.

Видно, что переход от третьего варианта к первому варианту (от $V^2 = 1,782$ к $V^2 = 0,333$) увеличивает суммарный отбор нефти: при средней и повышенной вязкости нефти (μ_0 от 1 до 10) в 1,4–1,6 раза, при высокой, сверхвысокой и ультравысокой вязкости (μ_0 от 30 до 100) в 1,6–2,6 раза. Рассмотренные здесь варианты эксплуатационных объектов являются естественными, созданными природой. Для определения эффективности изоляции в чистом виде будем считать эти эксплуатационные объекты одинаковыми по всему другому (по начальному максимальному дебиту нефти и начальным подвижным запасам нефти), кроме межслойной (межпластовой) неоднородности по проницаемости. Поочередная изоляция более проницаемых слоев (пластов) не уменьшает начальный максимальный (амплитудный) дебит, только уменьшает попутный отбор вытесняющего агента, холостую прокачку вытесняющего агента, продлевает отбор нефти и увеличивает нефтеотдачу пластов.

Далее обратимся к ситуации с искусственно созданными объектами, когда из нескольких пластов (конкретно, из трех) был образован общий эксплуатационный объект. При решении вопроса об образовании из нескольких нефтяных пластов одного общего эксплуатационного объекта должен быть применен наш критерий рациональности [2]. Важно отметить, что при объединении пластов число самостоятельных сеток скважин и соответственно общее число скважин уменьшаются в несколько раз.

Коротко, суть этого критерия рациональности состоит в том, что объединение нескольких нефтяных пластов считается

целесообразным, если при обязательном отборе заданных (утвержденных) извлекаемых запасов нефти происходит увеличение среднего дебита нефти на проектную скважину, который представляет собой произведение начального максимального (амплитудного) дебита и средней доли нефти в суммарном отборе жидкости. При объединении нескольких нефтяных пластов обычно увеличивается их общая неравномерность вытеснения нефти – увеличивается величина V^2 – расчетной послонной неоднородности по проницаемости (в первом варианте не увеличивается, а во втором и третьем вариантах увеличивается). Соответственно уменьшается средняя доля нефти в расчетном суммарном отборе жидкости

$$(1 - A_{cp}) = e^{-\alpha \cdot V^2},$$

где $\alpha = (1,25 \cdot K_3)^4$ при условии, что K_3 – заданный коэффициент использования подвижных запасов нефти равен или больше 0,7 и равен или меньше 0,9.

Если нефтяные пласты не отличаются или мало отличаются по величине репрессии и депрессии, то критерий рациональности принимает следующий вид: $\ln \frac{n_{**}}{n_*} > \alpha \cdot (V_{**}^2 - V_*^2)$, где $\frac{n_{**}}{n_*}$ – соотношение числа нефтяных пластов – соотношение амплитудных дебитов по двум уравниваемым вариантам, V_{**}^2 и V_*^2 – значения общей расчетной послонной неоднородности по тем же вариантам. Если выполняется условие критерия рациональности, то принимается вариант с числом нефтяных пластов n_{**} .

По данному критерию рациональности при

K_3	0,7	0,8	0,9
α	0,586	1,000	1,602

второй вариант объединения трех пластов

$$\ln 3 = 1,099 > \alpha \cdot (0,714 - 0,333) = \alpha \cdot 0,381$$

во всех рассмотренных случаях является рациональным

$$1,099 > 0,586 \cdot 0,381 = 0,223;$$

$$1,099 > 1,000 \cdot 0,381 = 0,381;$$

$$1,099 > 1,602 \cdot 0,381 = 0,610,$$

тогда как третий вариант объединения трех пластов

$$\ln 3 = 1,099 > \alpha \cdot (1,782 - 0,333) = \alpha \cdot 1,449$$

во многих рассмотренных случаях не является рациональным и не был бы рекомендован

$$1,099 > 0,586 \cdot 1,449 = 0,849;$$

$$1,099 < 1,000 \cdot 1,449 = 1,449;$$

$$1,099 < 1,602 \cdot 1,449 = 2,322.$$

Однако благодаря созданному химическому реагенту и появившейся возможности качественной изоляции обводненных обособленных нефтяных слоев и пластов даже в условиях третьего варианта с очень высокой межслойной (межпластовой) неоднородностью по проницаемости (различие по средней проницаемости в 3–9 раз) возможно объединение пластов в один общий эксплуатационный объект и соответственно значительное уменьшение общего числа проектных скважин (конкретно в третьем варианте в 3 раза).

Если учесть, что экономические затраты на химический реагент и проведение ремонтно-изоляционных работ по скважинам минимальные, составляют всего единицы процентов стоимости самой скважины, то ясно, что изоляцию обводненных обособленных нефтяных слоев и пластов надо осуществлять в больших масштабах, почти повсеместно, по всем скважинам, где возникает в этом необходимость. Но для этого надо уметь безошибочно выделять обводненные обособленные нефтяные слои и пласты, определять их индивидуальные дебиты жидкости и обводненности.

Таким образом, здесь была показана высокая технологическая (а потому и экономическая) эффективность изоляции обособленных нефтяных слоев и пластов, в первую очередь достигших индивидуальной предельно высокой обводненности, чтобы продолжать успешную эксплуатацию остальных менее обводненных и необводненных нефтяных слоев и пластов. Такую изоляцию можно осуществлять в больших масштабах почти по всем скважинам, эксплуатирующим много нефтяных слоев и пластов. Это расширяет пределы эффективного применения многопластовых скважин.

Глава 4

РАСЧЕТ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

4.1. РАСЧЕТ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ ВЕРТИКАЛЬНЫМИ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

Процесс извлечения запасов нефти из нефтяных пластов характеризуется четырьмя параметрами: общим дебитом нефти всей системы скважин, подвижными запасами нефти, показателем неравномерности вытеснения нефти агентом в пределах типичного (среднего) элемента нефтяной залежи и коэффициентом различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, которые обозначим q_0 , Q_π , V^2 и μ_0 .

Если эти параметры известны, то тогда, используя уравнения разработки нефтяной залежи, можно рассчитать динамику добычи нефти

$$q^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)} + \frac{1}{2} \cdot q_0^{(t)}} \cdot \left(Q_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right);$$

динамику добычи жидкости

$$q_{F2}^{(t)} = q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)}) \cdot \mu_0; \quad q_F^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_{F0}^{(t)} + \frac{1}{2} \cdot q_0^{(t)}} \cdot \left(Q_{F0}^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^{(i)} \right),$$

и динамику числа работающих скважин

$$n^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{2 \cdot Q_{F0}^{(t)} + \frac{1}{2} \cdot q_0^{(t)}} \cdot \left(\frac{2 \cdot Q_{F0}^{(t)}}{q_0^{(t)}} \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} n^{(i)} \right),$$

а также годовую потребность в текущих ремонтах скважин

$$\Delta n_l^{(t)} = \frac{1}{T_r} \cdot n^{(t)}$$

и в капитальных ремонтах или дублировании скважин

$$\Delta n_k^{(t)} = \frac{1}{T_c} \cdot n^{(t)}.$$

В этих формулах: $Q_0^{(t)}$ – начальные извлекаемые запасы нефти; $Q_{r0}^{(t)}$ – расчетные начальные извлекаемые запасы жидкости, которые определяются через начальные подвижные запасы нефти $Q_\pi^{(t)}$ с учетом показателя неравномерности (неоднородности) V^2 и A – расчетной предельной доли вытесняющего агента в дебите жидкости добывающей скважины, которая прямо связана с A_2 – предельной весовой долей агента в весовом дебите жидкости добывающей скважины

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2};$$

$$Q_0^{(t)} = Q_\pi^{(t)} \cdot K_3; \quad Q_{r0}^{(t)} = Q_\pi^{(t)} \cdot F;$$

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot \ddot{A};$$

$$F = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot \ln \frac{1}{1 - A}; \quad 1 - A = e^{-\frac{F - K_{3н}}{K_{3к} - K_{3н}}};$$

$$\frac{K_{3к} - K_3}{K_{3к} - K_{3н}} = e^{-\frac{F - K_{3н}}{K_{3к} - K_{3н}}}; \quad \frac{F - K_3}{K_{3к} - K_{3н}} = \ln \frac{K_{3к} - K_{3н}}{K_{3к} - K_3};$$

$$K_{3н} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2}; \quad K_{3к} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2}.$$

При проектировании разработки нефтяных залежей нередко вполне возможно бывает принять $q_0^{(t)} = q_0^1 \cdot n_0^{(t)}$; $Q_0^{(t)} = Q_0^1 \cdot n_0^{(t)}$; $Q_{r0}^{(t)} = Q_{r0}^1 \cdot n_0^{(t)}$. Тогда уравнения разработки нефтяной залежи принимают вид

$$q^{(t)} = \frac{q_0^1}{Q_0^1 + \frac{1}{2} \cdot q_0^1} \cdot \left(Q_0^1 \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right);$$

$$q_{F_2}^{(t)} = q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)}) \cdot \mu_0;$$

$$q_F^{(t)} = \frac{q_0^1}{Q_{F_0}^1 + \frac{1}{2} \cdot q_0^1} \cdot \left(Q_{F_0}^1 \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^{(i)} \right);$$

$$n^{(t)} = \frac{q_0^1}{2 \cdot Q_{F_0}^1 + \frac{1}{2} \cdot q_0^1} \cdot \left(\frac{2 \cdot Q_{F_0}^1}{q_0^1} \cdot n_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} n^{(i)} \right).$$

Напомним, что в приведенных уравнениях разработки нефтяной залежи величины $n_0^{(t)}$, Q_0^1 и $Q_{F_0}^1$ берутся на середину рассматриваемого t -го года разработки; что величина коэффициента различия физических свойств нефти и вытесняющего агента определяется по идее точно сосредоточенных фильтрационных сопротивлений по следующей формуле:

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \gamma_*,$$

где μ_* — соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях; γ_* — вес агента, замещающего единицу веса нефти (без учета веса растворенного в ней газа) в пластовых условиях; что Q_π — подвижные запасы нефти, равные общим геологическим запасам нефти Q_A , умноженным на коэффициент сети K_1 , коэффициент вытеснения K_2 и коэффициент надежности K_4^0 , если только не осуществляется дублирование аварийно выбывших скважин:

при дублировании

$$Q_\pi = Q_A \cdot K_1 \cdot K_2;$$

без дублирования

$$Q_\pi = Q_A \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_4^0.$$

Величины Q_π — подвижных запасов нефти и μ_0 — коэффициента различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, не зависящие или слабо зависящие от вида скважин (вертикальные они или горизонтальные), определяются известным путем и здесь считаются постоянными.

Здесь определяются важнейшие параметры, сильно зависящие от вида скважин (вертикальные или горизонтальные), а именно: q_0 – амплитудный дебит скважин (кроме влияния зональной неоднородности по проницаемости слоев и пластов на снижение средней проницаемости для фильтрационного потока и влияния малого числа исследованных скважин на надежность определения динамики добычи нефти) и V^2 – общая неравномерность вытеснения нефти агентом. Делается это для различных схем размещения вертикальных и горизонтальных, добывающих и нагнетательных скважин.

На рис. 4.1 изображены схемы размещения вертикальных скважин.

На рис. 4.2, *а* однорядная, добывающая горизонтальная скважина заменяет одну вертикальную. На рис. 4.2, *б* однорядная, добывающая горизонтальная скважина заменяет две вертикальные. Схема рис. 4.2, *с* аналогична схеме рис. 4.2, *б*, но

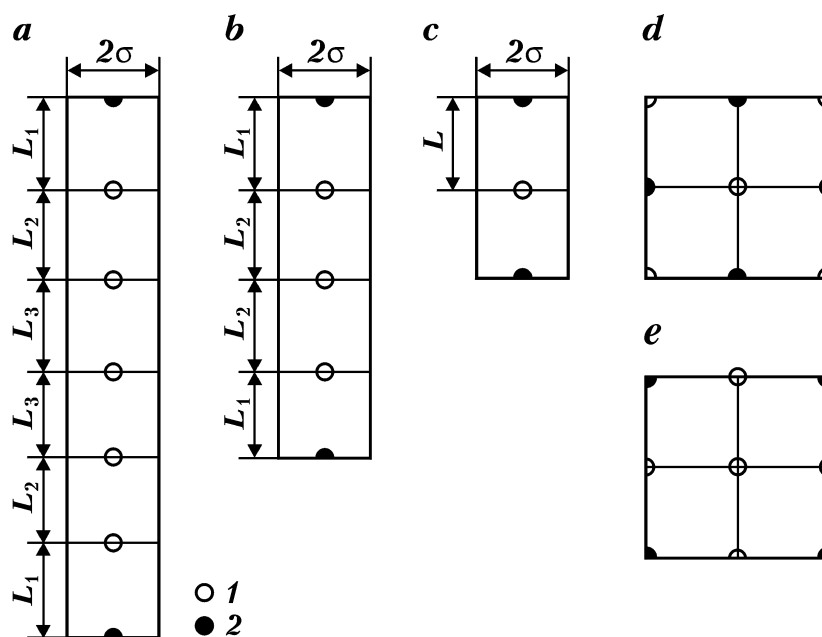


Рис. 4.1. Схемы размещения вертикальных скважин:
а – пятирядная; *б* – трехрядная; *с* – однорядная; *д* – площадная 5-точечная;
е – площадная обращенная 9-точечная; 1 – вертикальная добывающая скважина; 2 – вертикальная нагнетательная скважина

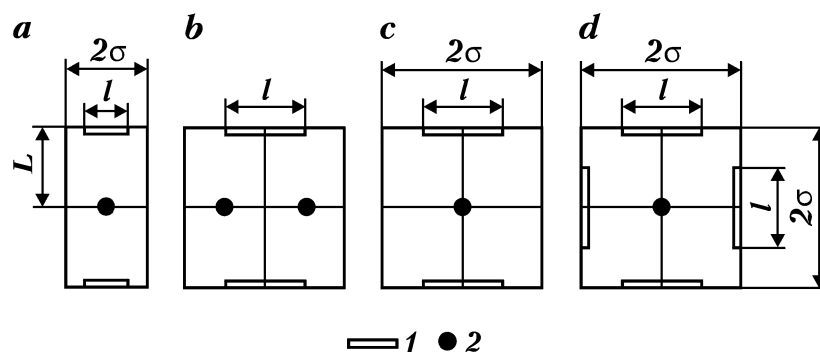


Рис. 4.2. Схемы размещения вертикальных и горизонтальных скважин: 1 – горизонтальная добывающая скважина; 2 – вертикальная нагнетательная скважина

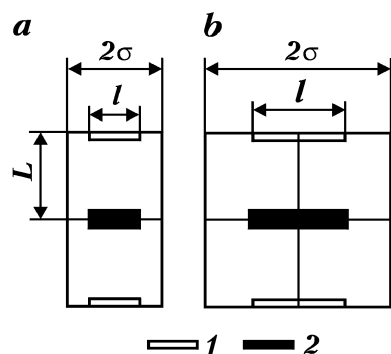


Рис. 4.3. Схемы размещения горизонтальных скважин: 1 – горизонтальная добывающая скважина; 2 – горизонтальная нагнетательная скважина

вдвое сокращено число нагнетательных вертикальных скважин. На рис. 4.2, *d* площадная добывающая горизонтальная скважина заменяет полторы добывающие скважины.

На рис. 4.3 изображены схемы размещения горизонтальных скважин: однорядная горизонтальная скважина заменяет одну вертикальную скважину (рис. 4.3, *a*) и однорядная горизонтальная скважина заменяет две вертикальные скважины (рис. 4.3, *b*), площадь на скважину увеличена вдвое.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЩЕГО ДЕБИТА СКВАЖИН

Вертикальные скважины

Многорядное расположение добывающих скважин

Рассматриваем большую нефтяную площадь, которая разрезающими нагнетательными рядами разрезана на широкие полосы. Выделяем одну из полос. В пределах этой полосы между двумя параллельными разрезающими нагнетательными рядами

находится несколько параллельных добывающих рядов. Будем рассматривать 5-рядную полосу с 5-ю добывающими рядами. Будем применять предложенную Ю.П. Борисовым расчетную схему эквивалентных фильтрационных сопротивлений с выделением внутренних фильтрационных сопротивлений рядов скважин и внешних фильтрационных сопротивлений полос нефтяных пластов, расположенных перед рядами скважин до предыдущих рядов; 5-рядная полоса с симметричным расположением рядов скважин содержит два 1-х ряда, два 2-х ряда и один 3-й ряд. Формулу дебита запишем для одной симметричной половины 5-рядной полосы, которая содержит половину разрезающего нагнетательного ряда (потому что нагнетательный ряд работает на две стороны, а мы рассматриваем одну сторону), один 1-й добывающий ряд (номера добывающих рядов по порядку по мере удаления от нагнетательного ряда), один 2-й добывающий ряд и половину 3-го ряда, который работает на две симметричные половины полосы, называется стягивающим и, когда будут выключены из работы 1-е и 2-е ряды, будет стягивать с двух сторон фронты вытесняющей воды. Формулу запишем для случая, когда у всех нагнетательных скважин одинаковое забойное давление $P_{сн}$ и у всех добывающих скважин одинаковое забойное давление $P_{сз}$:

$$\frac{q_0}{2} = \frac{P_{сн} - P_{сз}}{(2 \cdot \omega_n + \Omega_1 + \omega_1) - \omega_1 \cdot \frac{\omega_2}{(\omega_1 + \Omega_2 + \omega_2) - \omega_2 \cdot \frac{\omega_3}{(\omega_2 + \Omega_3 + 2 \cdot \omega_3)}}},$$

где q_0 – общий дебит всей рассматриваемой 5-рядной полосы нефтяной площади; $P_{сн}$ и $P_{сз}$ – забойные давления нагнетательных и добывающих скважин; ω_n – внутреннее фильтрационное сопротивление разрезающего нагнетательного ряда

$$\omega_n = \frac{1}{n_n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma_n}{2\pi \cdot r_c};$$

Ω_1 – внешнее фильтрационное сопротивление полосы между нагнетательным и 1-м добывающим рядами; ω_1 – внутреннее фильтрационное сопротивление 1-го добывающего ряда,

$$\Omega_1 = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L_1}{2\sigma_1 \cdot n_1}; \quad \omega_1 = \frac{1}{n_1} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma_1}{2\pi \cdot r_c};$$

Ω_2 – внешнее фильтрационное сопротивление полосы между 1-м и 2-м добывающими рядами; ω_2 – внутреннее фильтрационное сопротивление 2-го добывающего ряда,

$$\Omega_2 = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L_2}{2\sigma_2 \cdot n_2}; \quad \omega_2 = \frac{1}{n_2} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma_2}{2\pi \cdot r_c};$$

Ω_3 – внешнее фильтрационное сопротивление полосы между 2-м и 3-м добывающими рядами; ω_3 – внутреннее фильтрационное сопротивление 3-го добывающего ряда,

$$\Omega_3 = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L_3}{2\sigma_3 \cdot n_3}; \quad \omega_3 = \frac{1}{n_3} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma_3}{2\pi \cdot r_c};$$

$\frac{k \cdot h}{\mu}$ – гидропроводность нефтяных пластов; n_n, n_1, n_2, n_3 – числа скважин соответственно в нагнетательном, 1-м, 2-м и 3-м добывающих рядах; $2\sigma_n, 2\sigma_1, 2\sigma_2, 2\sigma_3$ – расстояние между соседними скважинами соответственно в нагнетательном, 1-м, 2-м и 3-м добывающих рядах; L_1, L_2, L_3 – ширина полосы соответственно между нагнетательным и 1-м добывающим рядами, между 1-м и 2-м добывающими рядами, между 2-м и 3-м добывающими рядами; r_c – радиус скважины.

Для иллюстрации этой формулы приведем числовой пример.

Пусть гидропроводность нефтяных пластов равна $\frac{k \cdot h}{\mu} = 1$,

и разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин равна $P_{сн} - P_{сз} = 100$; сетка размещения скважин равномерная квадратная: $2\sigma_n = 2\sigma_1 = 2\sigma_2 = 2\sigma_3 = 400$ м и $L_1 = L_2 = L_3 = 400$ м, удельная площадь на скважину $S^1 = 2\sigma \cdot L = 400 \times$

$\times 400 = 160\,000 \text{ м}^2 = 16 \text{ га}$. При общем числе скважин $n_0 = \frac{n_n}{2} +$

$+n_1 + n_2 + n_3 + n_2 + n_1 + \frac{n_n}{2} = \frac{100}{2} + 100 + 100 + 100 + 100 + 100 + \frac{100}{2} = 600$ и радиусе скважины $r_c = 0,1$ м получается

$$\omega_n = \frac{1}{100} \cdot 1 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{400}{2\pi \cdot 0,1} = \frac{1}{100} \cdot 1,0275 = 0,01027 \approx 0,01,$$

аналогично $\omega_1 = 0,01, \omega_2 = 0,01, \omega_3 = 0,01; \Omega_1 = 1 \cdot \frac{400}{400 \cdot 100} = 0,01$; аналогично $\Omega_2 = 0,01; \Omega_3 = 0,01$;

$$\frac{q_0}{2} = \frac{100}{(2 \cdot 0,01 + 0,01 + 0,01) - 0,01 \cdot \frac{0,01}{(0,01 + 0,01 + 0,01) - 0,01 \cdot \frac{0,01}{(0,01 + 0,01 + 2 \cdot 0,01)}}} = 2750;$$

$$q_0 = 5500.$$

А если исключить 3-й добывающий ряд (принять $\omega_3 = \infty$) и от 5-рядной полосы перейти к 4-рядной полосе, то будет

$$\frac{q_0}{2} = \frac{100}{(2 \cdot 0,01 + 0,01 \pm 0,01) - 0,01 \cdot \frac{0,01}{(0,01 + 0,01 + 0,01)}} = 2727,27; q_0 = 5454,5.$$

Видно, что общее число скважин уменьшается в $\frac{600}{500} = 1,2$ раза,

а общий дебит уменьшается в $\frac{5500}{5454,5} = 1,0083$ раза. Исключим один из 2-х добывающих рядов и от 4-рядной полосы перейдем к 3-рядной полосе

$$\frac{q_0}{2} = \frac{100}{(2 \cdot 0,01 + 0,01 \pm 0,01) - 0,01 \cdot \frac{0,01}{(0,01 + 0,01 + 2 \cdot 0,01)}} = 2666,67; q_0 = 5333,33.$$

Видно, что общее число скважин уменьшается в $\frac{600}{400} = 1,5$ раза,

а общий дебит уменьшается в $\frac{5500}{5333,33} = 1,0113$ раза. Исключим 2-й добывающий ряд (примем $\omega_2 = \infty$) и от 3-рядной полосы перейдем к 2-рядной полосе

$$\frac{q_0}{2} = \frac{100}{(2 \cdot 0,01 + 0,01 \pm 0,01)} = 2500; q_0 = 5000.$$

Видно, что общее число скважин уменьшается в $\frac{600}{300} = 2$ раза, а

общий дебит уменьшается в $\frac{5500}{5000} = 1,1$ раза. Наконец, исключим один из 1-х добывающих рядов и от 2-рядной полосы перейдем к 1-рядной полосе

$$\frac{q_0}{2} = \frac{100}{(2 \cdot 0,01 + 0,01 \pm 2 \cdot 0,01)} = 2000; q_0 = 4000.$$

Видно, что общее число скважин уменьшается в $\frac{600}{200} = 3$ ра-

за, а общий дебит уменьшается в $\frac{5500}{4000} = 1,375$ раза, следовательно, удельный дебит на скважину увеличивается в $\frac{3}{1,375} = 2,1818 \approx 2,2$ раза.

Таким образом, при прочих равных условиях переход от 3-рядной полосы к 5-рядной практически не увеличивает общий

дебит (увеличивает в 1,0313 раза, но при этом еще не учтено отрицательное влияние зональной неоднородности пластов), одновременно уменьшает дебит на пробуренную скважину (вместе берем добывающие и нагнетательные) в 1,4545 раза. Напротив, переход от 3-рядной полосы к 1-рядной полосе уменьшает общий дебит в 1,3333 раза и увеличивает дебит на пробуренную скважину в 1,5 раза.

Получается так, что увеличение числа добывающих рядов в полосе между двумя разрезающими нагнетательными рядами с 3 до 5 и далее практически не увеличивает общий дебит, но резко снижает дебит на пробуренную скважину. Это обстоятельство объясняет фактическое довольно большое применение 3-рядных полос на разрабатываемых нефтяных месторождениях. Преимущество 3-рядной полосы перед 2-рядной полосой в том, что имеется центральный стягивающий добывающий ряд; но общий дебит 3-рядной полосы больше дебита 2-рядной полосы всего в 1,0666 раза, тогда как общее число скважин больше в 1,3333 раза, а число добывающих скважин больше в 1,5 раза, и дополнительный дебит на дополнительную скважину меньше в $\frac{0,3333}{0,0666}=5$ раз, а дополнительный дебит на дополнительную

добывающую скважину меньше в $\frac{0,5}{0,0666}=7,5$ раза. Поэтому в расчетах было принято приближенное правило, что добывающие скважины, расположенные относительно нагнетательных скважин на 2-й и последующих орбитах, не влияют на общую добычу нефти.

Тот факт, что переход от 3-рядных полос к 1-рядным увеличивает дебит на пробуренную скважину в 1,5 раза, а на вводимых в разработку нефтяных месторождениях такой переход почти никогда не делают и обычно применяют 3-рядные, 5-рядные и даже 7-рядные полосы, говорит о резервировании значительной части потенциально возможной производительности нефтяных пластов. В каких-то ситуациях такое резервирование производительности бывает целесообразно, в других ситуациях – нет; особенно, если нефтяные пласты обладают пониженной, низкой и ультранизкой продуктивностью.

Отметим, что возможны иные пути резервирования производительности нефтяных пластов, например повышением забойного давления добывающих скважин и понижением забойного давления нагнетательных скважин относительно потенциально возможных уровней. Другой пример резервирования: по

многорядным полосам осуществляют выравнивание средних дебитов добывающих скважин всех рядов за счет повышения забойного давления добывающих скважин первых рядов.

Наверное, было бы правильно всякое резервирование избыточной производительности нефтяных пластов тратить на благую цель повышения нефтеотдачи – осуществлять многочисленные разнообразные гидродинамические исследования скважин, проводить циклическую и знакопеременную закачку воды и многое другое.

Горизонтальные скважины Однорядное расположение добывающих скважин

Вопрос: в чем принципиальное отличие определения общего дебита нефтяной площади при применении горизонтальных скважин по сравнению с применением вертикальных скважин?

Ответ: в определении внутренних фильтрационных сопротивлений рядов скважин в соответствии с расчетной схемой эквивалентных фильтрационных сопротивлений Ю.П. Борисова.

Так, при применении вертикальных скважин внутреннее фильтрационное сопротивление ряда определяется по следующей формуле:

$$\omega = \frac{1}{n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c},$$

а при применении горизонтальных скважин – по следующей формуле:

$$\omega = \frac{1}{n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{2\sigma}{l} + \frac{h}{l} \cdot \ln \frac{h}{2\pi \cdot r_c} \right);$$

в этих формулах: n – число скважин рассматриваемого ряда; $\frac{k \cdot h}{\mu}$ – гидропроводность нефтяного пласта; h – эффективная

толщина этого пласта; 2σ – расстояние между соседними скважинами ряда; r_c – радиус скважины; l – горизонтальная длина горизонтальной скважины в пределах нефтяного пласта.

Обычно у нефтяных пластов определяют две толщины: общую и эффективную; причем общая бывает заметно или значительно больше эффективной, поскольку общая, кроме эф-

фективной, включает в себя неэффективную толщину. Обычно нефтяные пласты состоят из нескольких или многих проницаемых нефтяных слоев (это – эффективная толщина) и их разделяющих непроницаемых прослоев (это – неэффективная толщина). Бывает, что толщина разделяющих прослоев (неэффективная толщина) в два-три раза превосходит толщину проницаемых слоев (эффективную толщину). Так, например, по XIII и XIV горизонтам – основным нефтяным пластам известного очень крупного нефтяного месторождения Узень.

Обозначим число проницаемых нефтяных слоев у рассматриваемого нефтяного пласта через $n_{\text{сл}}$, общую толщину нефтяного пласта через $h_{\text{об}}$, эффективную толщину нефтяного пласта h , эффективную толщину отдельного слоя пласта $\frac{h}{n_{\text{сл}}}$, общую горизонтальную длину горизонтальной скважины в пределах нефтяного пласта $l_{\text{г}}$, горизонтальную длину горизонтальной скважины в пределах отдельного нефтяного слоя

$$l = l_{\text{г}} \cdot \frac{h}{h_{\text{об}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{сл}}}.$$

С учетом всего этого при многослойном нефтяном пласте внутреннее фильтрационное сопротивление ряда горизонтальных скважин имеет вид

$$\omega = \frac{1}{n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{2\sigma \cdot h_{\text{об}} \cdot n_{\text{сл}}}{l_{\text{г}} \cdot h} + \frac{h_{\text{об}}}{l_{\text{г}}} \cdot \ln \frac{h}{n_{\text{сл}} \cdot 2\pi \cdot r_{\text{с}}} \right),$$

где n – число горизонтальных скважин в рассматриваемом ряду (или рассматриваемых рядах); $n_{\text{сл}}$ – число слоев нефтяного пласта; $\frac{k \cdot h}{\mu}$ – гидропроводность; $h_{\text{об}}$ и h – общая и эффективная толщины этого нефтяного пласта; $r_{\text{с}}$ – радиус скважины.

При этом формула общего дебита нефтяной площади с чередованием параллельных линейных нагнетательных и добывающих рядов вертикальных скважин будет

$$q_0 = \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\omega_{\text{н}} + \frac{1}{2} \cdot \Omega + \omega} = \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\frac{1}{n_{\text{н}}} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma_{\text{н}}}{2\pi \cdot r_{\text{с}}} + \frac{1}{2} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L}{2\sigma \cdot n} + \frac{1}{n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_{\text{с}}}},$$

где n_n – число нагнетательных скважин; n – число добывающих скважин; $2\sigma_n$ – расстояние между соседними скважинами в нагнетательном ряду; 2σ – расстояние между соседними скважинами в добывающем ряду; L – расстояние между нагнетательными и добывающими рядами.

Формула общего дебита нефтяной площади с чередованием параллельных линейных рядов нагнетательных и добывающих горизонтальных скважин имеет вид

$$q_0 = \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\omega_n + \frac{1}{2} \cdot \Omega + \omega} =$$

$$= \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\frac{1}{n_n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{2\sigma_n \cdot h_{\text{об}} \cdot n_{\text{сд}}}{l_r \cdot h} + \frac{h_{\text{об}}}{l_r} \cdot \ln \frac{h}{n_{\text{сд}} \cdot 2\pi r_c} \right)}$$

$$\rightarrow \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\frac{1}{2} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L}{2\sigma \cdot n} + \frac{1}{n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{2\sigma \cdot h_{\text{об}} \cdot n_{\text{сд}}}{l_r \cdot h} + \frac{h_{\text{об}}}{l_r} \cdot \ln \frac{h}{n_{\text{сд}} \cdot 2\pi r_c} \right)}.$$

Формула общего дебита нефтяной площади с чередованием параллельных линейных рядов нагнетательных вертикальных скважин и добывающих горизонтальных скважин

$$q_0 = \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\omega_n + \frac{1}{2} \cdot \Omega + \omega} =$$

$$= \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\frac{1}{n_n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma_n}{2\pi \cdot r_c} + \frac{1}{2} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L}{2\sigma \cdot n} + \frac{1}{n} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \times}$$

$$\rightarrow \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\times \left(\ln \frac{2\sigma \cdot h_{\text{об}} \cdot n_{\text{сд}}}{l_r \cdot h} + \frac{h_{\text{об}}}{l_r} \cdot \ln \frac{h}{n_{\text{сд}} \cdot 2\pi \cdot r_c} \right)}.$$

По приведенным формулам сделаем расчеты.

Пусть гидропроводность пласта равна $\frac{k \cdot h}{\mu} = 1$, а эффективная общая и толщины этого пласта равны $h = 10$ м и $h_{\text{об}} = 20$ м. Радиус скважины равен $r_c = 0,1$ м. Разность забойных

давлений нагнетательных и добывающих скважин $P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}} = 100$. Сетка скважин равномерная квадратная $2\sigma_{\text{н}} = 2\sigma = L = 400$ м. Общее число нагнетательных скважин $n_{\text{н}} = 100$ и общее число добывающих скважин $n = 100$. Общая горизонтальная длина горизонтальной скважины $l_{\text{г}} = 200$ м. А число проницаемых нефтяных слоев может быть $n_{\text{сл}}$: 2, 4 или 8.

Сначала определим общий дебит нефтяной площади для варианта вертикальных скважин.

Фильтрационные сопротивления

$$\omega_{\text{н}} = \frac{1}{n_{\text{н}}} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma_{\text{н}}}{2\pi \cdot r_{\text{с}}} = \frac{1}{100} \cdot 1 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{400}{2\pi \cdot 0,1} = \frac{1}{100} \cdot 1,0275 \cong 0,01;$$

$$\omega = 0,01; \quad \Omega = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L}{2\sigma \cdot n} = 1 \cdot \frac{400}{100 \cdot 400} = 0,01.$$

Общий дебит нефтяной площади

$$q_0 = \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\omega_{\text{н}} + \frac{1}{2} \cdot \Omega + \omega} = \frac{100}{0,01 + 0,005 + 0,01} = 4000.$$

Теперь определим общий дебит нефтяной площади для варианта горизонтальных скважин.

Фильтрационные сопротивления

$$\begin{aligned} \omega_{\text{н}} &= \frac{1}{n_{\text{н}}} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{2\sigma_{\text{н}} \cdot h_{\text{об}} \cdot n_{\text{сл}}}{l_{\text{г}} \cdot h} + \frac{h_{\text{об}}}{l_{\text{г}}} \cdot \frac{h}{n_{\text{сл}} \cdot 2\pi \cdot r_{\text{с}}} \right) = \\ &= \frac{1}{100} \cdot 1 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{400 \cdot 20}{200 \cdot 10} + \ln n_{\text{сл}} + \frac{20}{200} \cdot \ln \frac{10}{2\pi \cdot 0,1} - \frac{20}{200} \cdot \ln n_{\text{сл}} \right) = \\ &= \frac{1}{100} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot (1,3863 + 0,2767 + 0,9 \cdot \ln n_{\text{сл}}) = 0,002647 + 0,001432 \cdot \ln n_{\text{сл}}; \\ \omega &= 0,002647 + 0,001432 \cdot \ln n_{\text{сл}}; \quad \Omega = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{L}{2\sigma \cdot n} = 1 \cdot \frac{400}{100 \cdot 400} = 0,01. \end{aligned}$$

Общий дебит нефтяной площади

$$q_0 = \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\omega_{\text{н}} + \frac{1}{2} \cdot \Omega + \omega} =$$

$$= \frac{100}{0,002647 + 0,001432 \cdot \ln n_{\text{с.л}} + 0,005 + 0,002647 + 0,001432 \cdot \ln n_{\text{с.л}}} =$$

$$= \frac{100}{0,010294 + 0,002864 \cdot \ln n_{\text{с.л}}}.$$

$n_{\text{с.л}} \dots\dots\dots$	2	4	8
$q_0 \dots\dots\dots$	8144	7010	6154

Как видно, на рассматриваемой нефтяной площади при прочих равных условиях применение горизонтальных скважин вместо вертикальных скважин приводит к увеличению общего дебита в 1,539÷2,036 раза.

А если бы нефтяной пласт был монолитным $h = h_{\text{об}} = 10$ м и $n_{\text{с.л}} = 1$, то фильтрационные сопротивления были бы

$$\omega_{\text{н}} = \frac{1}{n_{\text{н}}} \cdot \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{2\sigma_{\text{н}}}{l_{\text{г}}} + \frac{h}{l_{\text{г}}} \cdot \ln \frac{h}{2\pi \cdot r_{\text{с}}} \right) =$$

$$= \frac{1}{100} \cdot 1 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{400}{200} + \frac{10}{200} \cdot \ln \frac{10}{2\pi \cdot 0,1} \right) = 0,001323;$$

$\omega = 0,001323$; $\Omega = 0,01$, а общий дебит нефтяной площади был бы

$$q_0 = \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\omega_{\text{н}} + \frac{1}{2} \cdot \Omega + \omega} =$$

$$= \frac{100}{0,001323 + 0,005 + 0,001323} = 12\,663,$$

что выше, чем по варианту вертикальных скважин в $\frac{12663}{4000} = 3,1658$ раза.

А если бы горизонтальная длина горизонтальной скважины была бы равна расстоянию между соседними скважинами в ряду $l_{\text{г}} = 2\sigma_{\text{н}} = 2\sigma = 400$ м, то тогда общий дебит нефтяной площади был бы

$$q_0 = \frac{100}{0,00011 + 0,005 + 0,00011} = 19\,156,$$

что выше, чем по варианту вертикальных скважин в $\frac{19156}{4000} = 4,7891$ раза.

А если бы горизонтальная длина горизонтальной скважины была бы втрое больше $l_{\Gamma} = 3 \cdot 400 = 1200$ м, но скважин было бы втрое меньше, то дебит горизонтальной скважины дополнительно увеличился бы втрое с $\frac{19156}{100} = 191,56$ до $191,56 \cdot 3 = 574,68$.

При этом дебит горизонтальной скважины стал бы выше дебита вертикальной скважины в $4,7891 \cdot 3 = 14,3673 \approx 14,4$ раза.

Таким образом, было показано, когда, в каких условиях дебит горизонтальной скважины бывает выше дебита вертикальной скважины всего в $1,5 \div 2$ раза, когда в $3,2 \div 4,8$ раза и даже в 14,4 раза. Подчеркнем, что значительное превосходство по дебиту горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными скважинами наблюдается по монолитным нефтяным пластам.

Теперь вернемся к многослойному нефтяному пласту с общей толщиной $h_{\text{об}} = 20$ м и эффективной толщиной $h = 10$ м, к равномерной квадратной сетке скважин $2\sigma_{\text{н}} = 2\sigma = L = 400$ м при радиусе скважины $r_{\text{с}} = 0,1$ м.

Определим общий дебит нефтяной площади для варианта вертикальных нагнетательных скважин и горизонтальных добывающих скважин с горизонтальной длиной $l_{\text{г}} = 200$ м:

$$q_0 = \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\omega_{\text{н}} + \frac{1}{2} \cdot \Omega + \omega} = \frac{100}{0,01 + 0,005 + 0,002647 + 0,001432 \cdot \ln n_{\text{сл}}};$$

$n_{\text{сл}}$	2	4	8
q_0	5364	5094	4849

Как видно, замена только половины вертикальных скважин горизонтальными увеличивает общий дебит нефтяной площади в $1,2121 \div 1,3413$ раза; оказывается, что уменьшение применения горизонтальных скважин в 2 раза приводит к снижению эффекта от их применения в $\frac{6154 - 4000}{4849 - 4000} = 2,5371$ раза и $\frac{8144 - 4000}{5364 - 4000} = 3,0381$ раза.

Таким образом, получается, что сочетание вертикальных и горизонтальных скважин не увеличивает, а, наоборот, уменьшает относительную эффективность горизонтальных скважин.

Далее рассмотрим другой вариант нефтяной площади с другим сочетанием горизонтальных добывающих и вертикальных нагнетательных скважин.

Покажем размещение горизонтальных и вертикальных скважин на схеме, изображенной на рис. 4.4.

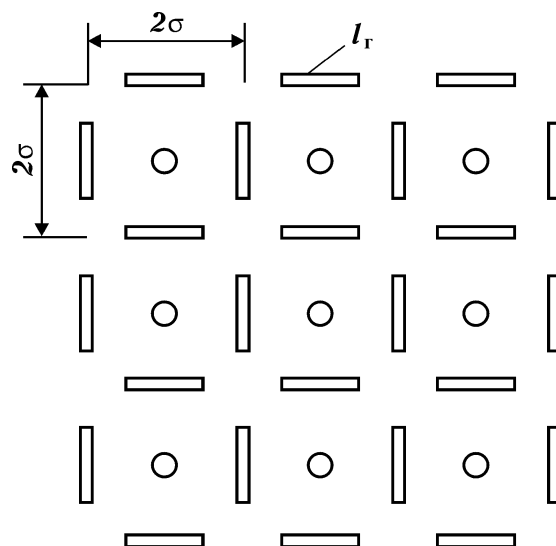


Рис. 4.4. Схема размещения вертикальных нагнетательных и горизонтальных добывающих скважин

Эта схема имеет сходство с известной обращенной 9-точечной схемой площадного заводнения. Но там все вертикальные скважины, и в ячейку сетки скважин входят четыре четверти и четыре половины добывающих скважин и одна центральная нагнетательная скважина. А здесь в центре квадратной ячейки одна вертикальная нагнетательная скважина и по сторонам квадрата четыре половины горизонтальных добывающих скважин.

Общий дебит нефтяной площади с сеткой горизонтальных и вертикальных скважин определяется по следующей формуле:

$$q_0 = \frac{n_0}{\left(1 + 4 \cdot \frac{1}{2}\right)} \cdot \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\omega_{\text{н}} + \Omega + \frac{2}{4} + \omega};$$

$$\omega_{\text{н}} = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}; \quad \Omega = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{(2\sigma)^2}{\left(\frac{4 \cdot 2\sigma}{2}\right)} = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{4};$$

$$\omega = \frac{\mu}{k \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{2\sigma \cdot h_{об} \cdot n_{сл}}{l_r \cdot h} + \frac{h_{об}}{l_r} \cdot \ln \frac{h}{n_{сл} \cdot 2\pi \cdot r_c} \right).$$

При $n_0 = n_n + n = 67 + 133 = 200$, $P_{сн} - P_{сэ} = 100$, $\frac{k \cdot h}{\mu} = 1$, $h_{об} = 20$ м, $h = 10$ м, $2\sigma = 400$ м, $r_c = 0,1$ м, $l_r = 200$ м

$$\omega = 1 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{400}{2\pi \cdot 0,1} \cong 1,0; \quad \Omega = 1 \cdot \frac{1}{4} = 0,25;$$

$$\omega = 1 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{400 \cdot 20}{2\pi \cdot 10} + \ln n_{сл} + \frac{20}{200} \cdot \ln \frac{10}{2\pi \cdot 0,1} - \frac{20}{200} \cdot \ln n_{сл} \right) =$$

$$= 0,2206 + 0,0440 + 0,1432 \cdot \ln n_{сл};$$

$$q_0 = \frac{200}{3} \cdot \frac{100}{1,0 + 0,25 + 0,1323 + 0,0716 \cdot \ln n_{сл}} = \frac{20\,000}{4,1469 + 0,2148 \ln n_{сл}};$$

$n_{сл}$	2	4	8
q_0	4656	4500	4354

Как видно по этой схеме размещения вертикальных нагнетательных и горизонтальных добывающих скважин, по сравнению с предыдущей схемой (чередование линейных нагнетательных и добывающих рядов скважин) при всех прочих одинаковых условиях происходит уменьшение общего дебита нефтяной площади в $\frac{4849}{4354} = 1,1137$ раза и в $\frac{5364}{4656} = 1,1521$ раза, хотя соотношение горизонтальных и вертикальных скважин увеличивается в 2 раза с $\frac{100}{100} = 1$ до $\frac{133}{67} = 2$.

Учет различия подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях

Такой учет особенно необходим при заметном и значительном различии подвижностей вытесняющего агента (закачиваемой воды) и нефти в пластовых условиях и применении вертикальных нагнетательных скважин, имея в виду колоссальную сосредоточенность фильтрационного сопротивления в их призабойных зонах.

Уже приведенные здесь формулы, пока не учитывающие

различия подвижностей, вполне применимы на залежах и месторождениях маловязкой нефти, где различия подвижностей нет или оно невелико. Таких залежей и месторождений довольно много в Западной Сибири, но имеются и в других нефтедобывающих районах.

Учет различия подвижностей состоит в том, что в формуле общего дебита нефтяной площади внутреннее фильтрационное сопротивление нагнетательных скважин уменьшается делением на величину μ_* – соотношения подвижностей вытесняющего агента (закачиваемой воды) и нефти.

При чередовании линейных нагнетательных и добывающих рядов

$$q_0 = \frac{P_{св} - P_{сэ}}{\frac{\omega_H}{\mu_*} + \frac{1}{2} \cdot \Omega + \omega}$$

В конкретных рассмотренных условиях, когда все скважины вертикальные, эта формула принимает вид

$$q_0 = \frac{100}{\frac{0,01}{\mu_*} + 0,005 + 0,01};$$

μ_*	1	3	10	30	100
q_0	4000	5455	6250	6522	6623

Когда все скважины горизонтальные, эта формула принимает вид

$$q_0 = \frac{100}{\frac{0,002647 + 0,001432 \cdot \ln n_{сл}}{\mu_*} + 0,005 + 0,002647 + 0,001432 \cdot \ln n_{сл}};$$

$n_{сл}$	2	4	8
$0,002647 + 0,001432 \cdot \ln n_{сл}$	0,003640	0,004632	0,005625

Значения q_0 приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

$n_{сл}$	q_0 при μ_*				
	1	3	10	30	100
2	8144	10149	11106	11414	11526
4	7010	8948	9906	10218	10332
8	6154	8000	8939	9249	9362

Когда вертикальные нагнетательные скважины и горизонтальные добывающие скважины, формула общего дебита нефтяной площади принимает вид

$$q_0 = \frac{100}{\frac{0,01}{\mu_*} + 0,005 + 0,002647 + 0,001432 \cdot \ln n_{\text{сд}}}.$$

Значения q_0 для этого случая приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

$n_{\text{сд}}$	q_0 при μ_*				
	1	3	10	30	100
2	5364	8352	10373	11144	11442
4	5094	7713	9406	10035	10275
8	4849	7164	8602	9125	9324

При размещении вертикальных нагнетательных и горизонтальных добывающих скважин в виде ячеек, когда в каждой ячейке центральную вертикальную нагнетательную скважину с четырех сторон окружают горизонтальные добывающие, общий дебит нефтяной площади определяется по следующей формуле:

$$q_0 = \frac{n_0}{3} \cdot \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\frac{\omega_{\text{н}}}{\mu_*} + \Omega + \frac{\omega}{2}}.$$

В конкретных рассматриваемых условиях эта формула принимает вид

$$q_0 = \frac{200}{3} \cdot \frac{100}{\frac{1,0}{\mu_*} + 0,3823 + 0,0716 \cdot \ln n_{\text{сд}}}.$$

Значения q_0 приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

$n_{\text{сд}}$	q_0 при μ_*				
	1	3	10	30	100
2	4656	8712	12533	14329	15085
4	4500	8181	11463	12948	13562
8	4354	7711	10562	11809	12319

Эта схема размещения вертикальных нагнетательных и горизонтальных добывающих скважин (соотношение горизонтальных и вертикальных, добывающих и нагнетательных равно $m = 2$) при различии подвижностей вытесняющего агента и нефти равном или больше $\mu_* = 3$ обеспечивает более высокий

общий дебит нефтяной площади, чем схема с чередованием линейных рядов вертикальных нагнетательных и горизонтальных добывающих скважин (соотношение горизонтальных и вертикальных, добывающих и нагнетательных равно $m = 1$), а при различии подвижностей, равном или больше $\mu_* = 10$, обеспечивает более высокий общий дебит, чем схема с чередованием линейных нагнетательных и добывающих рядов горизонтальных скважин.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕРАВНОМЕРНОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ

Показатель неравномерности вытеснения нефти агентом в типичную среднюю добывающую скважину обозначается V^2 . Этот показатель должен охватить действие всех основных и существенных факторов, прежде всего послойную неоднородность по проницаемости нефтяных пластов, показатель которой обозначается V_1^2 ; затем неравномерность стягивания фронта вытеснения к рассматриваемой добывающей скважине с разных сторон от разных нагнетательных скважин, которая зависит от зональной неоднородности нефтяных пластов по продуктивности и удельной продуктивности на единицу эффективной толщины и обозначается V_2^2 ; затем геометрическую неравномерность вытеснения нефти агентом, наблюдаемую в пределах однородного слоя, которая зависит от схемы взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин, от того, какие эти скважины – вертикальные или горизонтальные, и обозначается V_3^2 . Кроме того, могут быть и другие виды неравномерности (неоднородности), например, влияние начального горизонтального положения водонефтяного контакта (ВНК) в наклонном нефтяном пласте, как будто до начала разработки нефтяного пласта произошло внедрение клина заводнения.

Вопрос дополнительного учета этого и возможных других факторов является сугубо количественным: да, их следует учитывать, если из-за них происходит заметное увеличение общей неравномерности вытеснения нефти.

Результирующий показатель неравномерности вытеснения определяется по следующей формуле:

$$(1 + V^2) = (1 + V_1^2) \cdot (1 + V_2^2) \cdot (1 + V_3^2).$$

Труднее всего устанавливается *первая компонента* V_1^2 –

показатель послойной неоднородности по проницаемости эксплуатируемых нефтяных пластов, потому что это – показатель малоизвестного внутреннего строения пластов, и по настоящему его можно определить лишь после обводнения представительной группы вертикальных добывающих скважин на рассматриваемой нефтяной площади; еще можно определить по аналогии по фактическому обводнению добывающих скважин на других сходных по геологическому строению нефтяных площадях, при этом можно осуществлять корректировку определяемой послойной неоднородности с учетом различия толщин и числа обособленных нефтяных слоев у нефтяных пластов. Обычно показатель послойной неоднородности бывает в пределах от $V_1^2 = 0,333$ до $V_1^2 = 0,667$.

Вторая компонента V_2^2 – неравномерность стягивания фронта вытеснения с разных сторон от разных нагнетательных скважин – устанавливается с учетом V_3^2 – зональной неоднородности нефтяных пластов по продуктивности (удельной продуктивности), наблюдаемой по скважинам, и n_n – числа воздействующих нагнетательных скважин по следующей формуле:

$$1 + V_2^2 = \frac{1 + V_3^2}{1 + \frac{V_3^2}{n_n}},$$

которая применима **при обычных вертикальных скважинах** и 2σ – расстоянии между соседними скважинами, примерно равном или больше d – шага хаотической изменяемости, который, судя по определениям по пластам многих нефтяных месторождений, бывает в пределах от 300 м до 500 м.

Например, при применении вертикальных скважин при известной 5-точечной схеме, когда у всех добывающих скважин стягивание фронта вытеснения происходит с четырех сторон от четырех разных нагнетательных скважин, при зональной неоднородности нефтяных пластов по продуктивности $V_3^2 = 1$ неравномерность стягивания фронта вытеснения получается равной

$$1 + V_2^2 = \frac{1 + V_3^2}{1 + \frac{V_3^2}{n_n}} = \frac{1 + 1}{1 + \frac{1}{4}} = 1,6; \quad V_2^2 = 0,6.$$

При такой же зональной неоднородности нефтяных пластов по продуктивности $V_3^2=1$ при линейном заводнении с чередованием линейных нагнетательных и добывающих рядов у всех добывающих скважин стягивание фронта вытеснения происходит с двух сторон и поэтому неравномерность стягивания фронта вытеснения равна

$$1+V_2^2 = \frac{1+V_3^2}{1+\frac{V_3^2}{n_h}} = \frac{1+1}{1+\frac{1}{2}} = 1,333; \quad V_2^2 = 0,333.$$

Обратим внимание, что известную 5-точечную схему площадного заводнения тоже можно представить себе в виде линейного заводнения с чередованием нагнетательных и добывающих рядов, если ряды проводить не по сторонам, а по диагоналям квадратной сетки. Но при этом расстояние между рядами будет вдвое меньше, чем между скважинами в рядах (между соседними скважинами добывающего (или нагнетательного)

ряда расстояние будет $\sqrt{(2\sigma)^2 + (2\sigma)^2} = \sqrt{2} \cdot 2\sigma$, а между соседними добывающими и нагнетательными рядами расстояние

$\frac{1}{2}\sqrt{(2\sigma)^2 + (2\sigma)^2} = \sqrt{2} \cdot 2\sigma$, у всех добывающих скважин стягива-

ние фронта вытеснения будет с четырех сторон, и неравномерность стягивания фронта вытеснения будет значительно выше! Это мы отметили с явным умыслом, ведь нередко при одинаковых расстояниях между линейными рядами и между скважинами в рядах $L = 2\sigma$ ряды смещают на величину σ — половины расстояния между скважинами, при этом ломается равномерная квадратная сетка размещения скважин; делается это с благой целью уменьшения неравномерности вытеснения нефти, но при этом увеличивается число сторон подхода фронта вытеснения и в силу зональной неоднородности пластов увеличивается неравномерность вытеснения. Оказывается, то, что хорошо в условиях зонально однородного пласта, в условиях зонально неоднородного может быть нехорошо!

При применении горизонтальных скважин с не очень большой горизонтальной длиной l_r , когда каждая горизонтальная заменяет одну вертикальную скважину, расчет величины V_2^2 — неравномерности стягивания фронтов вытеснения может быть прежним.

Поясним на числовом примере.

На нефтяной площади – чередование линейных нагнетательных и добывающих рядов, состоящих только из горизонтальных скважин. Расстояния между рядами и между скважинами в рядах одинаковы и равны $L = 2\sigma = 400$ м, горизонтальная длина у горизонтальных скважин равна $l_r = 200$ м. Подход фронта вытеснения происходит с двух сторон, и неравномерность этого подхода при зональной неоднородности $V_3^2 = 1$ равна

$$1 + V_2^2 = \frac{1 + V_3^2}{1 + \frac{V_3^2}{2}} = 1,333; \quad V_2^2 = 0,333.$$

Но если каждая горизонтальная скважина заменяет две и более вертикальных скважин (заменяет ν вертикальных скважин) и обслуживает участок ряда длиной $\nu \cdot 2\sigma$, то стягивание фронта вытеснения происходит с двух сторон, но не через две различные зоны, а через четыре и более, и соответственно увеличивается неравномерность стягивания фронта вытеснения

$$1 + V_2^2 = \frac{1 + V_3^2}{1 + \frac{V_3^2}{2 \cdot \nu}}; \quad V_2^2 = V_3^2 \frac{2 \cdot \nu - 1}{2 \cdot \nu + V_3^2}.$$

Значения V_2^2 при применении горизонтальной скважины вместо ν вертикальных скважин приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4

V_3^2	V_2^2 при ν		
	1	2	3
0,5	0,200	0,333	0,385
1,0	0,333	0,600	0,714
1,5	0,429	0,818	1,000

Также будем определять, когда добывающие скважины горизонтальные, а нагнетательные скважины вертикальные.

Третья компонента V_3^2 – геометрическая неравномерность вытеснения нефти агентом, которая учитывает схему взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин, их вид – вертикальные они или горизонтальные – и, если горизонтальные, то слоистость пластов, наличие проницаемых слоев и разделяющих непроницаемых прослоев.

Эта неравномерность (неоднородность) характеризует совокупность трубок тока различных по производительности, но одинаковых по объему, расположенных в пределах однородного слоя и связывающих рассматриваемую добывающую скважину с теми (с одной или несколькими) нагнетательными, которые обеспечивают ее закачкой вытесняющего агента. Эта неравномерность (неоднородность) рассчитывается по следующей формуле:

$$V_3^2 = \frac{2}{3} \frac{(M-1)^2}{M},$$

где $M = L_{\max}/L_{\min}$ – соотношение длин самой длинной (нейтральной) линии тока и самой короткой (главной) линии тока, соединяющих добывающую скважину с нагнетательной.

Эта эмпирическая формула была подобрана по результатам моделирования многих различных схем расположения добывающих и нагнетательных скважин на электроинтеграторе с электропроводной бумагой. Надо сказать, что этот путь исследования неоднородности совокупности трубок тока оказался очень эффективным, достаточно быстрым и довольно точным. Использовался метод обращения потенциальных линий в линии тока. На черной бумаге белым карандашом отмечали линии равных потенциалов и определяли площади между этими линиями. После обращения линий потенциалов в линии тока получались трубки тока равной производительности, но различной площади (различного объема), и оставалось такую неоднородность перевести в неоднородность трубок тока различной производительности, но одинаковой площади (одинакового объема).

Чтобы проиллюстрировать определение геометрической неравномерности, сделаем расчеты по приведенной формуле для различных известных схем размещения вертикальных добывающих и нагнетающих скважин.

Начнем с равномерной квадратной сетки скважин.

Будем рассматривать чередование линейных нагнетательных и добывающих рядов. Выделим отдельный элемент, содержащий половину нагнетательной и добывающей скважин. Длина самой короткой линии тока, идущей от нагнетательной к добывающей, равна 2σ , а самой длинной равна $\sigma + 2\sigma + \sigma = 2 \cdot 2\sigma$. Соотношение длин самой длинной и самой короткой линий тока равно $M = \frac{2 \cdot 2\sigma}{2\sigma} = 2$, и геометрическая неравномерность вытеснения нефти равна

$$V_3^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{(M-1)^2}{M} = \frac{2}{3} \cdot \frac{(2-1)^2}{2} = \frac{1}{3}.$$

У элемента известной 5-точечной схемы площадного заводнения, содержащего четверть нагнетательной и четверть добывающей скважин, длина самой короткой линии тока равна 2σ , а самой длинной равна $\sqrt{(2\sigma)^2 + (2\sigma)^2} = \sqrt{2} \cdot 2\sigma$, соотношение длин самой длинной и самой короткой линий равно $M = \sqrt{2}$. При этом геометрическая неравномерность вытеснения нефти равна

$$V_3^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{(M-1)^2}{M} = \frac{2}{3} \cdot \frac{(\sqrt{2}-1)^2}{\sqrt{2}} = 0,081.$$

У элемента известной обращенной 7-точечной схемы площадного заводнения, содержащего шестую часть нагнетательной и треть добывающей скважин, длина самой короткой линии тока равна 2σ и самой длинной линии тока $\sqrt{(2\sigma)^2 - \sigma^2} + \sigma = 2\sigma \cdot (\sqrt{1-0,25} + 0,5) = 2\sigma \cdot 1,366$, соотношение длин самой длинной и самой короткой равно $M = 1,366$. При этом геометрическая неравномерность вытеснения нефти равна

$$V_3^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{(M-1)^2}{M} = \frac{2}{3} \cdot \frac{(1,366-1)^2}{1,366} = 0,065.$$

Отметим, что обращенная 7-точечная схема площадного заводнения существует при равномерной треугольной сетке скважин, что соотношение добывающих и нагнетательных скважин равно $m = 2$, что все добывающие скважины являются стягивающими, и к каждой стягивание фронта вытеснения происходит с трех сторон от трех разных нагнетательных скважин, $n_n = 3$.

В зависимости от V_3^2 – зональной неоднородности нефтяных пластов по продуктивности комплекс $\left(1 + V_2^2\right) \cdot \left(1 + V_3^2\right)$ принимает разные численные значения (табл. 4.5).

У известной обращенной 9-точечной схемы площадного заводнения имеется два сорта скважин: первые – более близкие к нагнетательным; вторые – более далекие.

У первых добывающих скважин соотношение длин самой длинной и самой короткой линий тока равно

Таблица 4.5

Значения комплекса $\left(1 + V_2^2\right) \cdot \left(1 + V_3^2\right)$

Характеристика схемы заводнения	V_3^2			
	0,5	1,0	1,5	2,0
Равномерная квадратная сетка скважин. Чередование линейных нагнетательных и добывающих рядов; $m = 1, n_n = 2$	1,600	1,777	1,904	2,000
Равномерная квадратная сетка скважин. 5-точечная схема площадного заводнения; $m = 1, n_n = 4$	1,441	1,730	1,965	2,162
Равномерная квадратная сетка скважин. Обращенная 7-точечная схема площадного заводнения; $m = 2, n_n = 3$	1,369	1,598	1,775	1,917

$$M = \frac{\sqrt{(2\sigma)^2 + \sigma^2} + \sigma}{2\sigma} = \frac{\sqrt{4+1} + 1}{2} = 1,618,$$

у вторых добывающих скважин соответственно равно

$$M = \frac{\sqrt{(2\sigma)^2 + \sigma^2} + \sigma}{2\sqrt{(2\sigma)^2 + (2\sigma)^2}} = \frac{\sqrt{4+1} + 1}{\sqrt{4+1}} = 1,144.$$

Геометрическая неравномерность вытеснения нефти у первых добывающих скважин

$$V_3^2 = \frac{2(M-1)^2}{3M} = \frac{2(1,618-1)^2}{3 \cdot 1,618} = 0,157,$$

соответственно у вторых добывающих скважин

$$V_3^2 = \frac{2(M-1)^2}{3M} = \frac{2(1,144-1)^2}{3 \cdot 1,144} = 0,012.$$

У первых добывающих скважин стягивание фронта вытеснения с двух сторон, поэтому комплекс $\left(1 + V_2^2\right)\left(1 + V_3^2\right)$

$$1,144 \frac{1+V_3^2}{1+\frac{V_3^2}{2}},$$

у вторых добывающих скважин стягивание фронта вытеснения с четырех сторон, поэтому комплекс $\left(1 + V_2^2\right)\left(1 + V_3^2\right)$

$$1,012 \frac{1+V_3^2}{1+\frac{V_3^2}{4}}.$$

Первые и вторые добывающие скважины эксплуатируют примерно одинаковые запасы, поэтому можно брать среднюю величину

$$\left(1+V_2^2\right)\left(1+V_3^2\right)=\frac{1}{2}\left[1,144 \cdot \frac{1+V_3^2}{1+\frac{V_3^2}{2}}+1,012 \frac{1+V_3^2}{1+\frac{V_3^2}{4}}\right];$$

V_3^2	0,5	1,0	1,5	2,0
$\left(1+V_2^2\right)\left(1+V_3^2\right)$	1,361	1,572	1,737	1,870

Сравнивая эти значения комплекса $\left(1+V_2^2\right)\left(1+V_3^2\right)$ со значениями обращенной 7-точечной схемы площадного заводнения, можно заключить, что по неравномерности вытеснения нефти 7-точечная схема не имеет преимуществ перед 9-точечной схемой.

При *многорядном расположении добывающих скважин* и значительной величине m — соотношения добывающих и нагнетательных скважин *учет комплекса* $\left(1+V_2^2\right)\left(1+V_3^2\right)$, т.е.

учет V_2^2 — неравномерности стягивания фронта вытеснения, зависящей от зональной неоднородности пластов, и V_3^2 — геометрической неравномерности вытеснения, определяемой в однородном слое, *нужно делать по стягивающим добывающим рядам по их доле запасов нефти* $\Delta = \frac{1+1}{m+1} = \frac{2}{m+1}$, что соответствует следующей формуле:

$$\left(1+V^2\right)=\left(1+V_1^2\right)\left(1-\Delta\right)+\left(1+V_1^2\right)\left(1+V_2^2\right)\left(1+V_3^2\right)\Delta;$$

$$V^2=V_1^2+\left[\left(1+V_1^2\right)\left(1+V_2^2\right)\left(1+V_3^2\right)-1\right]\Delta.$$

При применении горизонтальных скважин принцип определения V_3^2 геометрической неравномерности вытеснения нефти сохраняется прежний.

Так, при монолитном нефтяном пласте и чередовании линейных нагнетательных и добывающих рядов горизонтальных скважин будет

$$M = \frac{L + v \cdot 2\sigma - l_r}{L} = 1 + \frac{v \cdot 2\sigma - l_r}{L};$$

$$V_3^2 = \frac{2}{3} \frac{(M-1)^2}{M} = \frac{2}{3} \frac{(v \cdot 2\sigma - l_r)^2}{L(L + v \cdot 2\sigma - l_r)}.$$

При $l_r = v \cdot 2\sigma \dots V_3^2 = 0$,

$$L = 400 \text{ м, } v \cdot 2\sigma = 1 \cdot 400 \text{ м, } l_r = 200 \text{ м} \dots V_3^2 = 0,111;$$

$$L = 400 \text{ м, } v \cdot 2\sigma = 2 \cdot 400 \text{ м, } l_r = 400 \text{ м} \dots V_3^2 = 0,333;$$

$$L = 400 \text{ м, } v \cdot 2\sigma = 3 \cdot 400 \text{ м, } l_r = 400 \text{ м} \dots V_3^2 = 0,889.$$

Ситуация существенно ухудшается, если нефтяной пласт не является монолитным, имеет $h_{об}$ – общую толщину и h – эффективную толщину, состоит из $n_{сл}$ пронизываемых слоев, разделенных непроницаемыми прослоями. Тогда формула геометрической неравномерности вытеснения принимает вид

$$V_3^2 = \frac{2}{3} \frac{(v \cdot 2\sigma - l)^2}{L(L + v \cdot 2\sigma - l)}, \text{ где } l = l_r \frac{h}{h_{об}} \cdot \frac{1}{n_{сл}}.$$

При $L = 400 \text{ м}$

$\frac{h}{h_{об}} \cdot \frac{1}{n_{сл}} \dots\dots\dots$	$\frac{10}{20} \cdot \frac{1}{2}$	$\frac{10}{20} \cdot \frac{1}{4}$	$\frac{10}{20} \cdot \frac{1}{8}$
При $l_r = 200 \text{ м } l \dots\dots\dots$	50	25	12,5
$v \cdot 2\sigma = 400 \text{ м } V_3^2 \dots\dots\dots$	0,272	0,302	0,318
При $l_r = 400 \text{ м } l \dots\dots\dots$	100	50	25
$v \cdot 2\sigma = 800 \text{ м } V_3^2 \dots\dots\dots$	0,742	0,815	0,852
$v \cdot 2\sigma = 1200 \text{ м } V_3^2 \dots\dots\dots$	1,344	1,422	1,461

Нередко утверждают, что применение горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными скважинами уменьшает неравномерность вытеснения нефти. Но это касается только модели монолитного и зонально *однородного* нефтяного пласта. Однако в реальных условиях применительно к модели многослойного и зонально неоднородного пласта применение горизонтальных скважин приводит к заметному и значительному увеличению неравномерности вытеснения нефти.

4.2. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ВЕРТИКАЛЬНЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

На рассматриваемом нефтяном месторождении уже запроектирована разработка. По принятой адаптивной системе разработки скважины будут размещаться по равномерной квадратной сетке с плотностью 16 га/скв. и расстоянием между соседними скважинами 400 м. Запроектировано заводнение по обращенной 9-точечной схеме, которое после бурения и исследования скважин, с целью наиболее полного охвата запасов нефти воздействием, будет преобразовано в избирательное и приконтурное избирательное. Проектное забойное давление нагнетательных скважин равно 400 ат и проектное забойное давление добывающих скважин, соответствующее давлению насыщения нефти газом, равно 100 ат. Эксплуатационный горизонт состоит из двух нефтяных пластов низкой и ультранизкой продуктивности. Дебит нефти по скважинам, несмотря на все запроектированные средства интенсификации, – на грани и за гранью экономической рентабельности.

Поэтому необходимо искать новые возможности достижения и осуществления экономически рентабельной добычи нефти. Одним из таких средств может быть применение горизонтальных скважин.

Однако имеющийся опыт бурения и освоения горизонтальных скважин в прошедшие годы в России показал негативные результаты: превосходство горизонтальных скважин над вертикальными скважинами по дебиту нефти оказалось гораздо ниже ожидаемого (всего в 1,5–2,5 раза, а не в 5 раз и более) и велика доля брака (40–50 % всего фонда пробуренных горизонтальных скважин либо не удалось ввести в работу, либо удалось, но вскоре после ввода они выбыли из работы).

В какой-то мере это связано с несовершенством технологии бурения и освоения горизонтальных скважин, но главная при-

чина в неучете фактического геологического строения нефтяных пластов: во-первых, в неучете уже известного по разведочным скважинам геологического строения пластов (пласты являются многослойными, состоящими из многих проницаемых нефтяных слоев, разделенных непроницаемыми прослоями заметной и большой толщины, а в расчетах они представляются монолитными однородными или однородно-анизотропными); во-вторых, в неучете неизвестных особенностей геологического строения нефтяных пластов на конкретных участках месторождения, которые становятся известными уже после бурения скважин: конкретные глубины залегания кровли и подошвы нефтяных пластов, конкретное число проницаемых слоев и непроницаемых прослоев и их толщины, конкретные толщины верхнего и нижнего пластов-водупоров, защищающих нефтяные пласты от вышележащих и нижележащих водяных пластов.

С целью использования эффективности горизонтальных скважин для увеличения добычи нефти на рассматриваемом малопродуктивном нефтяном месторождении предлагается осуществить следующий способ разработки, при котором сначала по вдвое разреженной сетке (расстояние в рядах между скважинами увеличено с 400 до 800 м) бурят вертикальные и наклонные (при кустовом разбуривании) скважины, эти скважины эксплуатируют и исследуют, а затем из этих же скважин с учетом установленного геологического строения нефтяных пластов бурят горизонтальные стволы вместо первоначально непробуренных скважин.

Схематично это показано на рис. 4.5.

О геологическом строении нефтяных пластов на центральном участке рассматриваемого нефтяного месторождения можно судить по двум разведочным скважинам I и II (табл. 4.6).

По данным табл. 4.6 видно, что даже осредненный нефтяной пласт резко отличается от монолитного нефтяного пласта, и, по крайней мере, это обстоятельство надо учитывать при расчете дебитов горизонтальных скважин; кроме того, видно, что индивидуальные характеристики нефтяных пластов существенно отличаются от осредненной характеристики.

Близкую к действительности индивидуальную характеристику нефтяных пластов на участке размещения горизонтального ствола можно получить по вертикальному стволу рассматриваемой скважины и соседней с ней скважины (рис. 4.5, *d*). При расстоянии между соседними вертикальными скважинами $2\sigma = 800$ м при горизонтальной длине горизонтального ствола $l_r = 400$ м расстояние от одного и другого вертикальных ство-

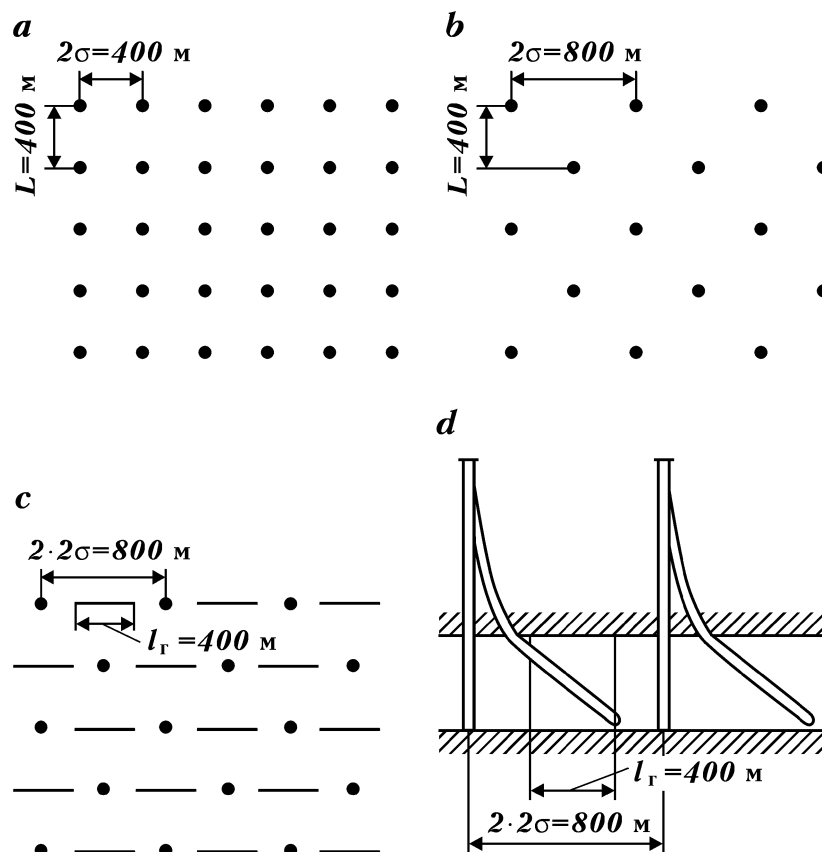


Рис. 4.5. Схема последовательного бурения вертикальных и горизонтальных стволов скважин:
 а – проектная сетка размещения скважин; б – первоначальная разреженная сетка бурения скважин; в – сетка размещения вертикальных и горизонтальных стволов скважин; г – профиль вертикальных и горизонтальных стволов скважин

лов до горизонтального ствола – будет 200 м и до середины горизонтального ствола 400 м.

Поскольку горизонтальные скважины обладают сильным экранирующим действием, то будем рассматривать лишь 5-точечную и линейную схемы заводнения с чередованием линейных рядов добывающих и нагнетательных скважин. Для отдельного элемента системы разработки нефтяного месторождения, схематично показанного на рис. 4.6, содержащего поло-

Таблица 4.6

Скважина, пласт	Альтитуда, м	Глубина залегания кровли – подошвы пласта, м	Общая толщина $h_{об}$, м	Эффективная толщина h , м	Число слоев, $\frac{n_{сд}}{толщина слоя}$ $h/n_{сд}$, м	Толщина непроницаемого прослоя, м	Толщина верхнего нижнего пласта-водоупора $h_{ву}$, м
I	27						
Ю ₂		2021–2034	13	5,8	$\frac{7}{0,83}$	1,2	Более 9
Ю ₃		2035–2056	21	15,6	$\frac{5}{3,12}$	1,35	5
Ю ₂ +Ю ₃		2021–2056	35	21,4	$\frac{12}{1,78}$	1,24	<u>Более 9</u> 5
II	26,7						
Ю ₂		2034–2038	4	1,6	$\frac{2}{0,80}$	2,4	Более 15
Ю ₃		2041,6–2057	15,4	14,0	$\frac{7}{2,0}$	0,23	2,5
Ю ₂ + Ю ₃		2034–2057	23	15,6	$\frac{9}{1,73}$	0,82	<u>Более 15</u> 2,5
В среднем по двум скважинам							
Ю ₂			8,5	3,7	$\frac{4,5}{0,82}$	1,37	
Ю ₃			18,2	14,8	$\frac{6}{2,47}$	0,68	
Ю ₂ +Ю ₃			29,0	18,5	$\frac{10,5}{1,76}$	1,11	<u>Более 12</u> 3,75

вину (или две четверти) добывающей скважины и половину нагнетательной скважины, амплитудный дебит нефти на 1 проектную скважину определяется по следующей формуле:

$$q_0^1 = \frac{kh}{\mu} \cdot \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{2 \cdot \omega_n + \Omega + 2 \cdot \omega},$$

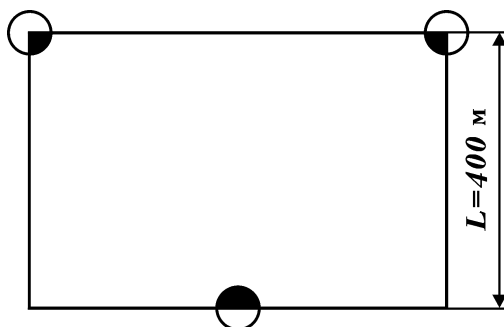


Рис. 4.6. Элемент пятиточечной схемы площадного заводнения

где q_0^1 – дебит нефти, т/сут; $\frac{kh}{\mu}$ – гидропроводность эксплуатационного объекта, состоящего из двух нефтяных пластов, равная $\frac{kh}{\mu} = 0,333 \frac{\text{т}}{\text{сут} \cdot \text{ат}}$; $P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}$ – разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин, равная $P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}} = 400 - 100 = 300$ ат, при этом произведение гидропроводности и разности забойных давлений равно $\frac{kh}{\mu} \cdot (P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}) = 0,333 \cdot 300 = 100 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$; $\omega_{\text{н}}$ – геометрическое (без учета $\frac{kh}{\mu}$) внутреннее фильтрационное сопротивление нагнетательной скважины; $2 \cdot \omega_{\text{н}}$ – геометрическое внутреннее фильтрационное сопротивление половины нагнетательной скважины; Ω – геометрическое внешнее фильтрационное сопротивление; ω – геометрическое внутреннее фильтрационное сопротивление добывающей скважины; $2 \cdot \omega$ – геометрическое внутреннее фильтрационное сопротивление половины добывающей скважины.

Формулы для определения геометрических фильтрационных сопротивлений имеют следующий вид:

для внешнего фильтрационного сопротивления

$$\Omega = \frac{L}{2\sigma};$$

для внутреннего фильтрационного сопротивления нагнетательной вертикальной скважины

$$\omega = \frac{1}{v \cdot \mu_*} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c};$$

в случае нагнетательной горизонтальной скважины и монолитного нефтяного пласта

$$\omega = \frac{1}{v \cdot \mu_*} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{2\sigma}{l_{\Gamma}} + \frac{2\sigma}{l_{\Gamma}} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} \right);$$

в случае нагнетательной горизонтальной скважины и многослойного нефтяного пласта

$$\omega = \frac{1}{v \cdot \mu_*} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \left(n \frac{2\sigma}{l_{\text{сл}}} + \frac{h_{\text{сл}}}{l_{\text{сл}}} \ln \frac{h_{\text{сл}}}{2\pi \cdot r_c} \right),$$

где $l_{\text{сл}} = l_{\Gamma} \cdot \frac{h}{h_{\text{об}}}$; $h_{\text{сл}} = \frac{h}{n_{\text{сл}}}$;

в случае многослойного нефтяного пласта и чередования нагнетательных вертикальных скважин и нагнетательных горизонтальных скважин (стволов)

$$\omega_n = \frac{1}{v \cdot \mu_*} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{2}{\frac{1}{\ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}} + \frac{1}{\ln \frac{2\sigma}{l_{cl}} + \frac{h}{l_{cl}} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}}};$$

для внутреннего фильтрационного сопротивления добывающей вертикальной скважины

$$\omega = \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c};$$

в случае добывающей горизонтальной скважины и монолитного нефтяного пласта

$$\omega = \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{2\sigma}{l_r} + \frac{h}{l_r} \cdot \ln \frac{h}{2\pi \cdot r_c} \right);$$

в случае добывающей горизонтальной скважины и многослойного нефтяного пласта

$$\omega = \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{2\sigma}{l_{cl}} + \frac{h_{cl}}{l_{cl}} \cdot \ln \frac{h_{cl}}{2\pi \cdot r_c} \right),$$

где $l_{cl} = l_r \cdot \frac{h}{h_{об}}$, $h_{cl} = \frac{h}{n_{cl}}$;

в случае многослойного нефтяного пласта и чередования вертикальных и горизонтальных добывающих скважин

$$\omega = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{2}{\frac{1}{\ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}} + \frac{1}{\ln \frac{2\sigma}{l_{cl}} + \frac{h_{cl}}{l_{cl}} \cdot \ln \frac{h_{cl}}{2\pi \cdot r_c}}}.$$

В этих формулах: μ_* – соотношение подвижностей вытесняющей воды и вытесняемой нефти в пластовых условиях, которое коэффициент продуктивности превращает в коэффициент приемистости; v – коэффициент дополнительного увеличения приемистости благодаря обработке нагнетательных

скважин химическим реагентом; l_{Γ} – длина горизонтального ствола в пределах нефтяных пластов; $h_{об}$ – общая толщина эксплуатационного объекта; h – эффективная толщина эксплуатационного объекта; $n_{сл}$ – общее число нефтяных слоев; $h_{сл} = \frac{h}{n_{сл}}$ – эффективная толщина нефтяного слоя; $l_{сл} = l_{\Gamma} \cdot \frac{h_{сл}}{h_{об}}$ – длина горизонтального ствола в пределах нефтяного слоя.

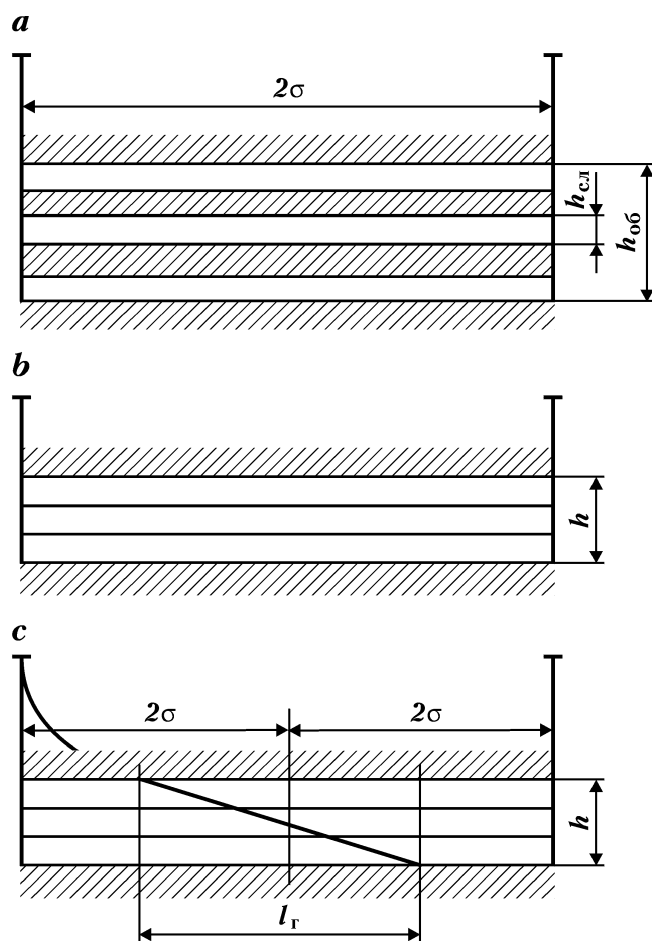


Рис. 4.7. Схема многослойного нефтяного пласта и двух соседних вертикальных скважин при первоначальной вдвое разреженной сетке

На рис. 4.7, *a* схематично показаны многослойный нефтяной пласт и две соседние вертикальные скважины при первоначальной вдвое разреженной сетке, при этом многослойность нефтяного пласта не влияет на дебиты вертикальных скважин, ибо эффективная толщина не изменяется и не уменьшается (см. рис. 4.7, *a* и 4.7, *b*). На рис. 4.7, *d* схематично показаны многослойный нефтяной пласт и вертикальная скважина с дополнительным горизонтальным стволом. Видно, что часть горизонтальной длины проходит по неэффективной толщине разделяющих непроницаемых прослоев.

Рассчитаем значения амплитудного дебита нефти на одну проектную скважину при успешном осуществлении предложенного способа разработки на рассматриваемом малопродуктивном нефтяном месторождении.

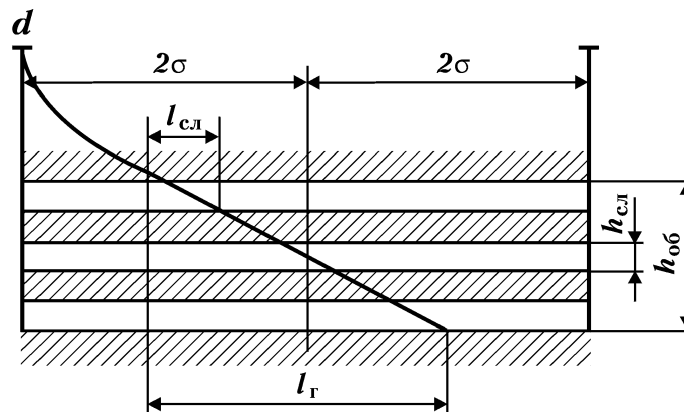
При $\frac{kh}{\mu} \cdot (P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}) = 100 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$ $v \cdot \mu_* = 2 \cdot 2,343 = 4,686$; $L = 400$ м;
 $r_c = 0,1$ м; $h_{\text{об}} = 29$ м; $h = 18,5$ м; $n_{\text{сд}} = 10,5$.

При первоначальной вдвое разреженной проектной сетке вертикальных скважин $2\sigma = 800$ м

$$\omega_n = \frac{1,1378}{4,686}; \Omega = 0,5 \text{ и } \omega = 1,1378;$$

$$q_0^1 = \frac{100}{2 \cdot \frac{1,1378}{4,686} + 0,5 + 2 \cdot 1,1378} = 30,66 \frac{\text{т}}{\text{сут}}.$$

Это на 1 пробуренную скважину и $61,33 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$ на 1 добывающую скважину.



При проектной сетке вертикальных скважин $2\sigma = 400$ м

$$\omega_n = \frac{1,0275}{4,686}; \quad \Omega = 1 \text{ и } \omega = 1,0275;$$

$$q_0^1 = \frac{100}{2 \cdot \frac{1,0275}{4,686} + 1 + 2 \cdot 1,0275} = 28,62 \frac{\text{т}}{\text{сут}}.$$

Это на 1 пробуренную скважину и $57,25 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$ на 1 добывающую скважину.

При сетке горизонтальных скважин $2\sigma = 800$ м, $l_r = 400$ м и монолитном нефтяном пласте $h_{об} = h = 18,5$ м

$$\omega_n = \frac{0,1352}{4,686}; \quad \Omega = 0,5 \text{ и } \omega = 0,1352;$$

$$q_0^1 = \frac{100}{2 \cdot \frac{0,1352}{4,686} + 0,5 + 2 \cdot 0,1352} = 120,76 \frac{\text{т}}{\text{сут}}.$$

Это на 1 пробуренную скважину, а на 1 добывающую скважину – $241,52 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$, что больше, чем на 1 вертикальную скважину при

$2\sigma = 800$ м в $\frac{120,76}{30,66} = 3,94$ раза и при $2\sigma = 400$ м в $\frac{120,76}{28,62} = 4,22$ раза. Но это монолитный нефтяной пласт, не разделенный на многие слои непроницаемыми прослоями!

При сетке горизонтальных скважин $2\sigma = 800$ м, горизонтальной длине скважины $l_r = 400$ м и многослойном нефтяном пласте $h_{об} = 29$ м, $h = 18,5$ м, $n_{сл} = 10,5$, $h_{сл} = 1,76$ м и $l_{сл} = 24,30$ м, как на рассматриваемом малопродуктивном нефтяном месторождении,

$$\omega_n = \frac{0,5561 + 0,0119}{4,686} = \frac{0,5680}{4,686}; \quad \Omega = 0,5 \text{ и } \omega = 0,5680;$$

$$q_0^1 = \frac{100}{2 \cdot \frac{0,5680}{4,686} + 0,5 + 2 \cdot 0,5680} = 53,24 \frac{\text{т}}{\text{сут}}.$$

Это на 1 пробуренную скважину, а на 1 добывающую скважину – $106,47 \text{ т/сут}$. Это больше, чем на 1 вертикальную скважину в $\frac{53,24}{30,66} = 1,76$ раза.

При сетке горизонтальных скважин $2\sigma = 400$ м, $l_{\Gamma} = 400$ м и многослойном нефтяном пласте $h_{об} = 29$ м, $h = 18,5$ м, $n_{сл} = 10,5$, $h_{сл} = 1,76$ м и $l_{сл} = 24,30$ м, как на рассматриваемом малопродуктивном нефтяном месторождении,

$$\omega_n = \frac{0,4458 + 0,0119}{4,686} = \frac{0,4577}{4,686}; \quad \Omega = 1; \quad \omega = 0,4577;$$

$$q_0^1 = \frac{100}{2 \cdot \frac{0,4577}{4,686} + 1 + 2 \cdot 0,4577} = 47,38 \frac{\text{т}}{\text{сут}}.$$

Это на 1 пробуренную скважину, а на 1 добывающую скважину – $94,75 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$. Это больше, чем на 1 вертикальную скважину в

$$\frac{47,38}{28,62} = 1,66 \text{ раза.}$$

При системе разработки рассматриваемого нефтяного месторождения, которая создается после бурения из существующих вертикальных скважин дополнительных горизонтальных стволов и является равносильной системе с чередованием вертикальных и горизонтальных скважин, при $2\sigma = 400$ м, $l_{\Gamma} = 400$ м, $h_{об} = 29$ м, $h = 18,5$ м, $n_{сл} = 10,5$, $h_{сл} = 1,76$ м и $l_{сл} = 24,30$ м, получается эквивалентное внутреннее фильтрационное сопротивление скважины

$$\omega = \frac{2}{\frac{1}{w_{\text{в}}} + \frac{1}{w_{\Gamma}}} = \frac{2}{\frac{1}{1,0275} + \frac{1}{0,4577}} = 0,6333$$

и дебит нефти на 1 пробуренную скважину с дополнительным горизонтальным стволом

$$q_0^1 = \frac{2 \cdot 100}{2 \cdot \frac{0,6333}{4,686} + 1 + 2 \cdot 0,6333} = 78,84 \frac{\text{т}}{\text{сут}},$$

соответственно на 1 добывающую скважину $157,67 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$, что

больше, чем на 1 вертикальную скважину, в $\frac{78,84}{28,62} = 2,75$ раза.

При этом дебит нефти горизонтального ствола выше дебита нефти вертикального ствола в $\frac{1,0275}{0,4577} = 2,245$ раза и составляет 69,2 % от общего дебита скважины. Дебит нефти вертикальной скважины с дополнительным горизонтальным стволом меньше

дебита двух горизонтальных скважин всего в $\frac{2 \cdot 47,38}{78,84} = 1,20$ раза.

Но применение таких скважин по сравнению с применением горизонтальных скважин резко уменьшает риск потери скважин и запасов нефти.

Таким образом, здесь были выполнены расчеты для фактического, но усредненного геологического строения нефтяных пластов рассматриваемого месторождения.

И теперь нам надо перейти к проблеме потери скважин и потери запасов нефти, которая связана с тем, что представленное геологическое строение пластов не повторится в новых пробуренных скважинах, более того, геологическое строение, установленное в двух соседних вертикальных скважинах (которые пробурены во вдвое разреженной проектной сетке, и расстояние между ними 800 м) не повторится при бурении в створе между ними горизонтального ствола, удаленного от них по нефтяным пластам на расстояние 200–400 м. Но понятно, что при расстояниях 200 м отклонения будут меньше, чем при 400–800 м и более значительных расстояниях.

По другим давно разрабатываемым нефтяным месторождениям с достаточно густыми сетками скважин было установлено, что на расстоянии 400 м (которое примерно соответствует параметру d – шагу хаотической изменяемости коллекторских свойств нефтяных пластов) непредсказуемые отклонения глубины залегания пластов составляют в среднем ± 3 м и максимально ± 10 м.

На более близком расстоянии $x < d = 400$ м непредсказуемое среднее отклонение глубины залегания нефтяных пластов

будет $h_{\text{ср}} = \pm \frac{3}{d} \cdot x = \pm \frac{3}{400} \cdot x$ (в м) и соответственно непредсказуемое максимальное отклонение (с надежностью 95 %) глубины залегания нефтяных пластов

$$h_{\text{м}} = 2 \cdot h_{\text{ср}} = \pm \frac{6}{d} \cdot x = \pm \frac{6}{400} \cdot x$$

(в м).

Эту закономерность по аналогии применим на рассматриваемом нефтяном месторождении.

При расстоянии 200 м от дальнего конца горизонтального ствола до соседней вертикальной скважины, давшей информацию о геологическом строении нефтяных пластов (о глубине залегания подошвы нижнего нефтяного пласта и толщине его нижних нефтяных слоев и непроницаемых прослоев, также о толщине нижнего пласта-водоупора, отделяющего нефтяной

пласт от водяного пласта) среднее отклонение глубины залегания нижнего нефтяного пласта составит $h_{\text{ср}} = \pm \frac{3}{d} \cdot 200 = \pm 1,5$ м (табл. 4.7).

Таблица 4.7
Функция распределения ошибок $x = h/h_{\text{ср}}$ – относительная ошибка;
 $Y(x)$ – доля ошибок от 0 до x

x	$Y(x)$	x	$Y(x)$	x	$Y(x)$
0,1	0,0398	1,1	0,3643	2,1	0,4821
0,2	0,0793	1,2	0,3849	2,2	0,4861
0,3	0,1179	1,3	0,4032	2,3	0,4893
0,4	0,1554	1,4	0,4192	2,4	0,4918
0,5	0,1915	1,5	0,4332	2,5	0,4938
0,6	0,2258	1,6	0,4452	2,6	0,4953
0,7	0,2580	1,7	0,4554	2,7	0,4965
0,8	0,2881	1,8	0,4641	2,8	0,4974
0,9	0,3159	1,9	0,4713	2,9	0,4981
1,0	0,3413	2,0	0,4775	3,0	0,4987

При запроектированном бурении горизонтального ствола до подошвы нижнего нефтяного пласта такое среднее минусовое отклонение глубины залегания нефтяного пласта – 1,5 м при толщине нижнего пласта-водоупора 3,75 м, судя по $Y(x)$ – функции распределения ошибок при $x = \frac{3,75}{1,5} = 2,5$, лишь в 50 % – 49,38 % = 0,62 % всех случаев, что составляет менее 1 %, приведет к вскрытию водяного пласта и обводнению скважины; а такое среднее плюсовое отклонение глубины залегания нефтяного пласта +1,5 м при толщине нижнего нефтяного слоя 2,47 м, судя по $Y(x)$ – функции распределения ошибок при $x = \frac{2,47}{1,5} = 1,647$, в 50 % – 45 % = 5 % всех случаев нижний нефтяной слой, содержащий $\frac{2,47}{18,5} \cdot 100 \% = 13,4 \%$ запасов нефти нефтяных пластов, не будет вскрыт, и его запасы нефти будут потеряны, что уменьшит извлекаемые запасы нефти на $0,05 \cdot 0,134 \cdot 100 \% = 0,67 \%$.

При разбуривании рассматриваемого нефтяного месторождения только горизонтальными скважинами ошибка определения глубины залегания нефтяных пластов увеличится втрое: с $h_{\text{ср}} = 1,5$ м до $h_{\text{ср}} = 4,5$ м, с $h_{\text{м}} = 3$ м до $h_{\text{м}} = 9$ м.

Тогда при толщине нижнего пласта-водоупора 3,75 м, судя по $Y(x)$ – функции распределения ошибок при $x = \frac{3,75}{4,5} = 0,83$, в 50 % – 29,64 % = 20,36 % всех случаев будет вскрыт нижний водяной пласт и скважина обводнена; при толщине нефтяного слоя 2,47 м и разделяющего непроницаемого прослая 0,2 м, судя по $Y(x)$ – функции распределения ошибок при

$$x_1 = \frac{2,47}{4,5} = 0,549; \quad x_2 = \frac{2,47 + 0,2 + 2,47}{4,5} = 1,142;$$

$$x_3 = \frac{2,47 + 0,2 + 2,47 + 0,2 + 2,47}{4,5} = 1,736;$$

в 50 % – 20,83 % = 29,17 % всех случаев горизонтальной скважиной не будет вскрыт самый нижний нефтяной слой, в 50 % – 37,30 % = 12,70 % всех случаев не будет вскрыт второй снизу нефтяной слой и в 50 % – 45,85 % = 4,15 % всех случаев не будет вскрыт третий снизу нефтяной слой. Все слои одинаковы по запасам нефти, каждый из них содержит 13,4 % запасов нефти разрабатываемых нефтяных пластов. Поэтому потеряно будет

$$(0,2917 \cdot 0,134 + 0,127 \cdot 0,134 + 0,0415 \cdot 0,134) \cdot 100 \% = 6,17 \%$$

всех извлекаемых запасов нефти.

Представленная здесь оценка потери запасов нефти и скважин является заниженной. Действительные потери могут быть гораздо больше, но уже представленная оценка потерь в сочетании с уже приведенными расчетами амплитудных дебитов нефти показывает преимущество предложенного способа разработки рассматриваемого нефтяного месторождения.

А теперь попутно обратимся к теоретической проблеме, имеющей большое практическое значение, при рассмотрении которой полезно используются идеи И.А. Чарного и Ю.П. Борисова. Эта проблема в последнее время часто обсуждается ведущими специалистами по разработке нефтяных месторождений. Суть проблемы: образование конусов (гребней) воды и газа при применении горизонтальных скважин в монолитных проницаемых пластах достаточно большой толщины, в верхней части которых находится газ, в средней преобладающей части находится нефть и в нижней части – вода. Среди специалистов широко распространено мнение, что в такой ситуации нельзя применять вертикальные скважины, но можно приме-

нять горизонтальные скважины, которые можно эксплуатировать при такой низкой депрессии, что газовый конус (гребень) сверху и водяной конус (гребень) снизу не прорываются в скважину и в течение продолжительного времени можно отбирать безгазовую и безводную нефть. Однако ясно, что при одинаковом дебите нефти у горизонтальной скважины по сравнению с вертикальной скважиной можно значительно уменьшить депрессию на нефтяной пласт, а при одинаковой депрессии можно значительно увеличить дебит нефти, но нельзя одновременно значительно увеличить дебит и значительно уменьшить депрессию, можно только незначительно увеличить дебит и незначительно уменьшить депрессию.

Идея возможного резкого уменьшения депрессии связана с тем, что у горизонтальной скважины по сравнению с вертикальной скважиной резко уменьшается общее фильтрационное сопротивление, состоящее (по Ю.П. Борисову) из внешнего и внутреннего фильтрационных сопротивлений; причем уменьшается за счет еще более резкого уменьшения внутреннего фильтрационного сопротивления, но именно это внутреннее фильтрационное сопротивление определяет долю депрессии, приходящуюся на ближайшую окрестность скважины – перепад давления между горизонтальной скважиной и газовой и водяной частями пласта.

Как известно, чтобы не допустить прорыва в горизонтальную скважину газового конуса (гребня) сверху и водяного конуса (гребня) снизу, упомянутый перепад давления ΔP надо компенсировать (уравновесить) гидростатически: сверху за счет $(\gamma_n - \gamma_g)$ – разности плотностей нефти и газа в пластовых условиях в долях плотности воды и $l_{гг}$ – расстояния от горизонтальной скважины до горизонтальной поверхности газонефтяного контакта

$$\Delta P < \frac{(\gamma_n - \gamma_g) \cdot l_{гг}}{10},$$

и снизу за счет $(\gamma_v - \gamma_n)$ – разности плотностей воды и нефти в пластовых условиях в долях плотности воды и $l_{св}$ – расстояния от горизонтальной поверхности водонефтяного контакта

$$\Delta P < \frac{(\gamma_v - \gamma_n) \cdot l_{св}}{10}.$$

Депрессия на нефтяной пласт равна разности $P_{пл}$ – пластового давления и P_c – давления на забое скважины ($P_{пл} - P_c$).

Ради простоты будем рассматривать нефтяной пласт единичной гидропроводности $\frac{k \cdot h}{\mu} = 1$.

Будем рассматривать размещение вертикальных скважин по регулярной сетке с L – расстоянием между рядами скважин и 2σ – расстоянием между соседними скважинами в рядах и линейную схему заводнения с чередованием добывающих и нагнетательных рядов; затем вертикальные скважины будем заменять горизонтальными скважинами с l_r – горизонтальной длиной, расположенной вдоль линии ряда и меньше расстояния между скважинами $l_r < 2\sigma$.

Будем применять известные формулы.

При этом у вертикальной скважины общее фильтрационное сопротивление будет равно

$$\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{L}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c},$$

а у горизонтальной скважины общее фильтрационное сопротивление будет равно

$$\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{L}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_r} + \frac{h}{l_r} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}.$$

В этих формулах r_c – радиус скважины и h – толщина монолитного проницаемого нефтяного пласта.

Если у горизонтальной скважины q – дебит нефти такой же, как у вертикальной скважины, а депрессия у вертикальной равна $(P_{пл} - P_c)$, то депрессия у горизонтальной скважины будет равна

$$\frac{\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{L}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_r} + \frac{h}{l_r} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}}{\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{L}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}} \cdot (P_{пл} - P_c);$$

часть этой депрессии, составляющая долю

$$\frac{\frac{h}{l_r} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}}{\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{L}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_r} + \frac{h}{l_r} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}},$$

приходится на ближайшую прискважинную зону горизонтальной скважины и представляет собой перепад давления между скважиной и газовой и водяной частями пласта

$$\Delta P = \frac{\frac{h}{l_r} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}}{\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{L}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_c).$$

В этой формуле комплекс, связанный с вертикальной скважиной, можно заменить на дебит нефти, поделенный на гидропроводность,

$$\frac{(P_{\text{пл}} - P_c)}{\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{L}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}} = \frac{q}{\frac{kh}{\mu}},$$

после чего формула перепада давления принимает следующий вид:

$$\Delta P = \frac{q}{\frac{kh}{\mu}} \cdot \frac{h}{l_r} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}.$$

Представим здесь примеры расчета по приведенным формулам.

Исходные данные

Равномерная квадратная сетка размещения вертикальных скважин $L = 2\sigma = 400$ м, горизонтальная длина горизонтальной скважины $l_r = 200$ м, радиус скважины $r_c = 0,1$ м, нефтяная толщина монолитного нефтяного пласта $h = 20$ м, депрессия на нефтяной пласт при вертикальных скважинах $(P_{\text{пл}} - P_c) = 100$ ат, разности плотностей нефти и газа и воды и нефти в долях плотности воды $(\gamma_n - \gamma_r) = 0,5$ и $(\gamma_v - \gamma_n) = 0,3$.

При этом перепад давления между горизонтальной скважиной и газовой и водяной частями пласта получается равным

$$\Delta P = \frac{\frac{20}{200} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot 0,1}}{\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{400}{400} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot 0,1}} \cdot 100 = \frac{0,0551}{0,25 + 1,0275} \cdot 100 = 0,0431 \cdot 100 = 4,31 \text{ ат},$$

чтобы такой перепад давления гидростатически компенсировать, расстояние от горизонтальной скважины до поверхности газонефтяного контакта должно быть больше

$$l_{\text{ст}} = \Delta P \cdot \frac{10}{(\gamma_n - \gamma_r)} = 4,31 \cdot \frac{10}{0,5} = 86,2 \text{ м}$$

и расстояние до поверхности водонефтяного контакта должно быть больше

$$l_{\text{св}} = \Delta P \cdot \frac{10}{(\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{н}})} = 4,31 \cdot \frac{10}{0,3} = 143,7 \text{ м},$$

а чтобы газовый и водяной конусы (гребни) не прорвались в горизонтальную скважину, надо депрессию на пласт и дебит скважины уменьшить в 20 раз, тогда нефтяная толщина пласта будет больше необходимых минимальных расстояний до газовой и водяной частей пласта

$$h = 20 \text{ м} > l_{\text{сг}} + l_{\text{св}} = 4,31 + 7,19 = 11,5 \text{ м},$$

при этом допустимый перепад давления равен $\Delta P = \frac{4,31}{20} = 0,2115$ ат и допустимая депрессия на нефтяной пласт у горизонтальной скважины равна

$$(P_{\text{пл}} - P_{\text{с}}) = \left(\frac{\frac{1}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{L}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \ln \frac{\sigma}{l_{\text{г}}}}{\frac{h}{l_{\text{г}}} + \frac{1}{2\pi} \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_{\text{с}}}} + 1 \right) \cdot \Delta P = \left(\frac{0,25 + 0,1103}{0,0551} + 1 \right) \cdot 0,2155 =$$

$$= 7,539 \cdot 0,2155 = 1,625 \text{ ат};$$

при допустимом перепаде давления $\Delta P = 0,2155$ ат и допустимой депрессии на нефтяной пласт $(P_{\text{пл}} - P_{\text{с}}) = 1,625$ ат дебит нефти у горизонтальной скважины будет

$$q = \frac{kh}{\mu} \frac{\Delta P}{\frac{h}{l_{\text{г}}} + \frac{1}{2\pi} \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_{\text{с}}}} = \frac{kh}{\mu} \frac{0,2155}{0,0551} = \frac{kh}{\mu} \cdot 3,911.$$

По этой формуле сделаны подсчеты:

$\frac{kh}{\mu}, \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{ат}}$	0,05	0,15	0,50	1,50	5,0	15,0	50,0
$q, \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{ат}}$	0,196	0,587	1,956	5,867	19,555	58,667	195,554

Таким образом, здесь было показано, что в монолитном проницаемом пласте (без разделяющих непроницаемых прослоев), имеющем верхнюю газовую часть, среднюю преобладающую нефтяную часть толщиной 20 м и нижнюю водяную

часть, затруднительно или даже невозможно предотвратить прорыв в горизонтальную скважину сверху газового и снизу водяного конусов (гребней).

Очевидно, чтобы осуществлять промышленную добычу нефти из газонефтеводяных пластов, надо применять избирательность – выявлять и использовать разделяющие непроницаемые прослои, и в скважинах перфорировать только те нефтяные слои, которые непроницаемыми прослоями защищены сверху от газа и снизу от воды.

4.3. ДЕБИТ ПОЛОГИХ СКВАЖИН

Обычно нефтяные пласты характеризуют двумя значениями толщины: общей и эффективной. Обычно (почти всегда) общая толщина заметно или значительно (в несколько раз!) больше эффективной. А это значит, что внутри общей толщины, кроме эффективной толщины, находится неэффективная; что нефтяной пласт состоит из двух или нескольких проницаемых нефтяных слоев и разделяющих непроницаемых прослоев; толщина проницаемых нефтяных слоев является эффективной, а толщина разделяющих непроницаемых прослоев является неэффективной. Поэтому давно стало ясно и понятно, что нельзя бурить такие горизонтальные скважины, которые проходят посередине одного из нефтяных слоев, не затрагивая другие нефтяные слои, выключая из разработки их запасы нефти, что приводит к значительным потерям извлекаемых запасов нефти; что горизонтальные скважины должны по диагонали пересекать все нефтяные слои эксплуатационного объекта, то есть быть диагонально-горизонтальными; что обычно, когда говорят о горизонтальных скважинах, имеют в виду диагонально-горизонтальные.

Пологие скважины естественным образом получают при кустовом бурении, когда большинство скважин являются наклонными и наклонные скважины прямолинейно продолжают до пересечения со всеми нефтяными слоями разрабатываемого эксплуатационного объекта (рис. 4.8).

Чем больше α – угол вхождения наклонной скважины в нефтяной пласт (при горизонтальном пласте это угол относительно вертикали), тем больше l_r – ее горизонтальная длина, измеренная в единицах $h_{ог}$ – общей толщины нефтяного пласта $l_r/h_{ог}$:

α , градус	50	55	60	65	70	75	80
$l_r/h_{ог}$	1,9	1,43	1,73	2,15	2,75	3,73	5,67

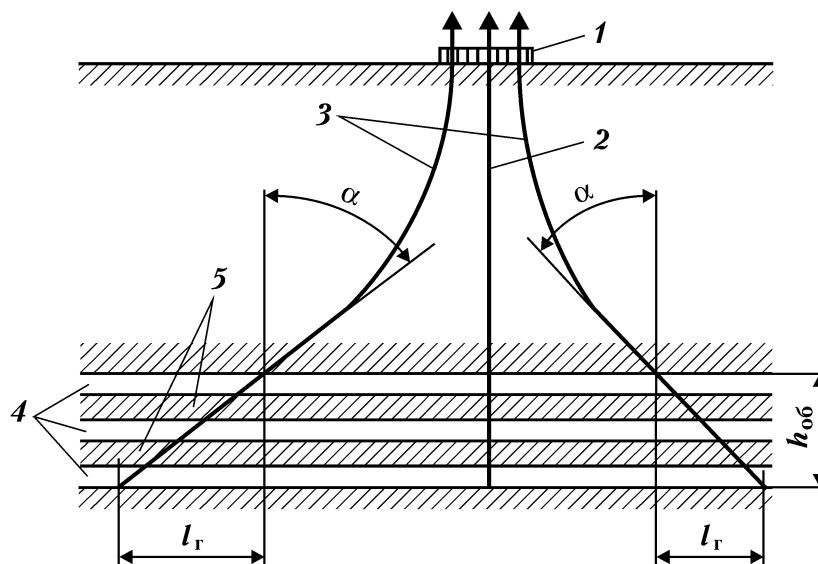


Рис. 4.8. Куст с одной вертикальной и двумя пологими скважинами:
 1 – куст скважин; 2 – вертикальная скважина; 3 – наклонные пологие скважины; 4 – нефтяные слои; 5 – разделяющие прослои; $h_{об}$ – общая толщина пласта; $l_г$ – горизонтальная длина скважины по нефтяному пласту; α – угол вхождения наклонной скважины в нефтяной пласт

Пологие скважины – это наклонные скважины, прямолинейно продолжающиеся по нефтяному пласту. Наверное, надо как-то различать пологие и горизонтальные (диагонально-горизонтальные) скважины. Будем считать, что пологие имеют более короткую горизонтальную длину $l_г$; пологие – те, у которых угол вхождения больше 55° , но меньше 80°

$$55^\circ < \alpha < 80^\circ,$$

а горизонтальная длина $l_г$ в единицах общей толщины $h_{об}$ больше 1,5, но меньше 5,5

$$1,5 < \frac{l_г}{h_{об}} < 5,5;$$

горизонтальными будем считать те скважины, у которых больше угол вхождения и больше горизонтальная длина

$$\alpha > 80^\circ \text{ и } \frac{l_г}{h_{об}} > 5,5.$$

Далее для сравнения эффективности по дебиту нефти пологих и горизонтальных скважин в условиях монолитного нефтяного пласта и многослойного нефтяного пласта были сделаны расчеты; в этих расчетах были использованы параметры одного вполне конкретного малопродуктивного нефтяного месторождения Западной Сибири.

Формула дебита нефти одной скважины проектной сетки при линейной схеме заводнения, когда чередуются линейные нагнетательные и добывающие ряды, имеет вид

$$Q_0^I = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{2 \cdot w_{\text{н}} + \Omega + 2 \cdot w} = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{2 \cdot \frac{1}{\gamma \cdot \mu_*} \cdot w + \Omega + 2 \cdot w},$$

где $\frac{k \cdot h}{\mu}$ – гидропроводность нефтяных пластов в конкретных

условиях, равная $\frac{k \cdot h}{\mu} = 0,333 \frac{\text{т}}{(\text{сут} \cdot \text{ат})}$; $(P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}})$ – разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин в конкретных условиях, равная $P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}} = 400 - 100 = 300 \text{ ат}$; соответственно комплекс $\frac{k \cdot h}{\mu} \cdot (P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}) = 0,333 \cdot 300 = 100 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$,

$v = 2$ – увеличение приемистости нагнетательной скважины после обработки химическим реагентом полисил; $\mu_* = 2,343$ – соотношение подвижностей закачиваемой воды и нефти в конкретных пластовых условиях (переход от коэффициента продуктивности по нефти к коэффициенту приемистости по воде); ω – внутреннее фильтрационное сопротивление добывающей скважины:

при вертикальной скважине

$$\omega = \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c};$$

при горизонтальной скважине в монолитном нефтяном пласте, когда общая толщина пласта равна эффективной толщине $h_{\text{об}} = h$,

$$\omega = \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{2\sigma}{l_r} + \frac{h}{l_r} \cdot \ln \frac{h}{2\pi \cdot r_c} \right);$$

при горизонтальной скважине в многослойном нефтяном пласте, когда общая толщина больше эффективной $h_{\text{об}} > h$ и эффективная толщина состоит из нескольких слоев, $n_{\text{сл}}$ – число нефтяных слоев,

$$\omega = \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{2\sigma}{l_{\text{сл}}} + \frac{h_{\text{сл}}}{l_{\text{сл}}} \cdot \ln \frac{h_{\text{сл}}}{2\pi \cdot r_{\text{с}}} \right);$$

$$l_{\text{сл}} = l_{\text{г}} \cdot \frac{h}{h_{\text{об}} \cdot n_{\text{сл}}}, \quad h_{\text{сл}} = \frac{h}{n_{\text{сл}}};$$

Ω – внешнее фильтрационное сопротивление $\Omega = \frac{L}{2\sigma}$.

В этих формулах: L – расстояние между рядами; 2σ – расстояние между скважинами в ряду; $r_{\text{с}}$ – радиус ствола скважины; $l_{\text{г}}$ – горизонтальная длина скважины; $l_{\text{сл}}$ – горизонтальная длина скважины в пределах отдельного нефтяного слоя; $n_{\text{сл}}$ – число слоев; $h_{\text{сл}}$ – толщина отдельного нефтяного слоя.

В конкретных условиях рассматриваемого нефтяного месторождения:

$L = 400$ м; $2\sigma = 400$ м; $r_{\text{с}} = 0,1$ м; $h_{\text{об}} = 29$ м; $h = 18,5$ м; $n_{\text{сл}} = 10,5$.

При вертикальных скважинах дебит нефти на одну скважину проектной сетки равен

$$q_0^1 = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{2 \cdot \left(\frac{1}{\gamma \cdot \mu_*} + 1 \right) \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_{\text{с}}} + \frac{L}{2\sigma}} = \frac{100}{2 \cdot \left(\frac{1}{2 \cdot 2,343} + 1 \right) \cdot 1,0275 + 1} = 28,62 \frac{\text{т}}{\text{сут}}.$$

С этим дебитом можно сравнивать дебиты пологих и горизонтальных скважин в монолитном и многослойном нефтяных пластах.

По представленных формулах для условий рассматриваемого нефтяного месторождения были выполнены расчеты, результаты которых представлены в табл. 4.8.

По данным табл. 4.8 видно, что по сравнению с дебитом вертикальной скважины (который не зависит от многослойности пласта), дебит горизонтальной скважины в условиях монолитного пласта выше в 3,30 раза, а в условиях многослойного пласта выше только в 1,66 раза, прирост дебита уменьшается в 3,50 раза; дебиты пологих скважин в условиях монолитного пласта выше в 1,21–1,77 раза, а в условиях многослойного пласта выше только в 1,09–1,31 раза, прирост дебита уменьшается в 2,27–2,44 раза.

Необходимо отметить, что расчеты дебитов вертикальных, горизонтальных и пологих скважин были сделаны не для обособленных одиночных скважин, а для скважин, представляющих системы разработки, состоящих из вертикальных или го-

табл. 4.8

Сравнение эффективности по дебиту нефти горизонтальной, пологих и вертикальной скважин

Характеристика нефтяного пласта	Горизонтальная сква- жина L = 400 м 2σ = 400 м	Пологая скважина						
		α, °	56,3	63,4	68,2	71,6	74,1	76,0
Монолитный h _{об} = h = 1,85 м	Ω = 1	$\frac{l_r}{h}$	1,5	2	2,5	3	3,5	4
	ω = 0,0249	l _r , м	27,8	37	46,3	55,5	64,8	74
	q ₀ ¹ = 94,30	ω	0,7826	0,6480	0,5583	0,4938	0,4434	0,4031
	v – увеличение дебита по сравнению с деби- том вертикальной скважины	q ₀ ¹	34,49	38,87	42,47	45,49	48,17	50,55
	$v = \frac{94,30}{28,62} = 3,30$	v	1,205	1,358	1,484	1,589	1,683	1,766
Многослойный n _{сл} = 10,5 h _{об} = 29 м h = 18,5 м h _{сл} = 1,76 м	Ω = 1	$\frac{l_r}{h_{об}}$	1,5	2	2,5	3	3,5	4
	l _{сл} = 24,30	l _r , м	43,5	58	72,5	87	101,5	116
	ω = 0,4577	l _{сл} , м	2,643	3,524	4,405	5,286	6,167	7,048
	q ₀ ¹ = 47,38	ω	0,9081	0,8350	0,7831	0,7432	0,7108	0,6837
	v – увеличение дебита по сравнению с деби- том вертикальной скважины	q ₀ ¹	31,21	33,04	34,48	35,67	36,70	37,60
	$v = \frac{47,38}{28,62} = 1,66$	v	1,091	1,155	1,205	1,246	1,282	1,314

ризонтовых, или пологих скважин. Заметное снижение эффективности по дебиту нефти горизонтальных и пологих скважин связано с постоянной неизменностью величины Ω – внешнего фильтрационного сопротивления.

Расчеты с умыслом были сделаны дважды: для условий идеального монолитного нефтяного пласта и для реального многослойного; потому что рекламную эффективность горизонтальных и пологих скважин по сравнению с вертикальными скважинами обычно показывают на примере монолитного пласта, хотя эта относительная эффективность значительно снижается при переходе к реальному многослойному пласту.

При всем том применение пологих скважин (прямолинейное продолжение наклонных скважин в пределах нефтяных пластов) с горизонтальной длиной $l_r = 100\text{--}120$ м дает значительную эффективность – позволяет увеличить общий дебит скважин в 1,3 раза.

4.4. ПРОЕКТНЫЙ РАСЧЕТ ДЕБИТОВ СКВАЖИН

Целью этого проектного расчета является определение дебитов вертикальных и горизонтальных скважин при различных схемах их размещения применительно к условиям одного реального нефтяного месторождения, расположенного в Западной Сибири и в настоящее время вводимого в промышленную разработку.

По фактическим данным гидродинамических исследований добывающих скважин средний коэффициент продуктивности:

по Северной залежи по 7 скважин равен $\eta_{cp} = 0,922 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$;

по Южной залежи тоже по 7 скважинам равен $\eta_{cp} = 0,242 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$.

В общих извлекаемых запасах нефти промышленной категории C_1 доля Северной залежи – 0,3 и доля Южной залежи – 0,7. С учетом этого средний коэффициент продуктивности для обеих залежей равен

$$0,922 \cdot 0,3 + 0,242 \cdot 0,7 = 0,446 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат}).$$

Из-за малого числа исследованных скважин на Северной и Южной залежах и фактически наблюдаемой довольно высокой зональной неоднородности нефтяных пластов различие этих залежей по среднему коэффициенту продуктивности скважин, возможно, случайно оказалось столь большим, равным

$\frac{0,922}{0,242}=3,81$ раза; а после разбухания этих залежей значительно более густой проектной сеткой скважин это различие может сильно уменьшиться. Поэтому лучше пользоваться коэффициентом продуктивности, средним для обеих залежей, равным $\eta_{\text{ср}} = 0,446 \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$.

От коэффициентов продуктивности перейдем к гидропроводности нефтяных пластов

$$\eta = \frac{k \cdot h}{\mu} \frac{1}{\frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{R_c}{r_c}} = \frac{k \cdot h}{\mu} \frac{2\pi}{\ln \frac{250}{0,1}} = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot 0,80306;$$

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \eta \cdot 1,24524 \approx \eta \cdot 1,245;$$

	Северная залежь	Южная залежь	В целом
$\eta, \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$	0,922	0,242	0,446
$\frac{k \cdot h}{\mu}, \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{ат})$	1,15	0,30	0,555

Для обеспечения 90%-ной надежности проектных дебитов нефти применяется коэффициент надежности, уменьшающий расчетные дебиты

$$\xi_1 = 1 - 1,3 \sqrt{\frac{V_{\eta}^2}{n_{\eta}}} = 1 - 1,3 \sqrt{\frac{0,8}{7}} = 0,56052.$$

Из-за влияния зональной неоднородности пластов происходит уменьшение расчетных дебитов нефти. Это учитывает следующий понижающий коэффициент:

$$\xi_2 = \frac{1}{1 + 0,46 \cdot V_{\eta}^2} = \frac{1}{1 + 0,46 \cdot 0,8} = 0,73099.$$

Общий понижающий коэффициент равен $\xi = \xi_1 \cdot \xi_2 = 0,40974 \approx 0,410$.

Соотношение подвижностей вытесняющего агента (закачиваемой воды) и нефти в пластовых условиях равно

$$\mu_* = \frac{\mu_{\text{н}}}{\mu_{\text{а}}} \cdot K_2^{1,5} = \frac{1,8}{0,3} \cdot 0,545^{1,5} = 2,42;$$

коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента в пластовых условиях равен

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \gamma_* = \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{\mu_n}{\mu_a} \cdot K_2^{1,5} \right) \cdot \frac{\gamma_a}{\gamma_n} \cdot b =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot (1 + 2,42) \cdot \frac{1}{0,851} \cdot 1,1111111 = 2,232667 \approx 2,233.$$

Учитывая, что у закачиваемой воды температура заметно ниже пластовой, а вязкость заметно выше пластовой, то последние величины принимаем равными:

$$\mu_* = 2 \text{ и } \mu_0 = 2.$$

Формула амплитудного дебита нефти на 1 скважину проектной сетки

$$q_0^1 = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{\Omega_\Sigma} \cdot \xi,$$

где $P_{сн}$ и $P_{сэ}$ – забойные давления нагнетательных и добывающих скважин; Ω_Σ – общее геометрическое фильтрационное сопротивление рассматриваемого элемента залежи, которое:

при 3-рядной схеме

$$\Omega_\Sigma = 2 \cdot \left[\left(\frac{2 \cdot \omega_n}{\mu_*} + \Omega_1 + \omega_1 \right) - \omega_1 \cdot \frac{\omega_1}{(\omega_1 + \Omega_2 + 2 \cdot \omega_2)} \right],$$

где по порядку первое значение 2 соответствует числу целых скважин в рассматриваемом элементе залежи, второе значение 2 учитывает, что нагнетательные скважины работают на две стороны, третье значение 2 учитывает, что добывающие скважины центрального ряда обеспечиваются закачкой с двух сторон; ω_n , ω_1 и ω_2 – геометрическое внутреннее фильтрационное сопротивление нагнетательной скважины, добывающей скважины 1-го ряда и добывающей скважины 2-го, или центрального, ряда; Ω_1 и Ω_2 – геометрическое внешнее фильтрационное сопротивление полосы перед 1-м добывающим рядом и перед 2-м добывающим рядом;

при 1-рядной схеме

$$\Omega_\Sigma = 2 \cdot \left(\frac{2 \cdot \omega_n}{\mu_*} + \Omega_1 + 2 \cdot \omega_1 \right).$$

Рассматриваемые варианты размещения вертикальных и горизонтальных скважин представлены на рис. 4.9, где показаны расстояния между скважинами $2\sigma = 500$ м и $2\sigma = 1000$ м и

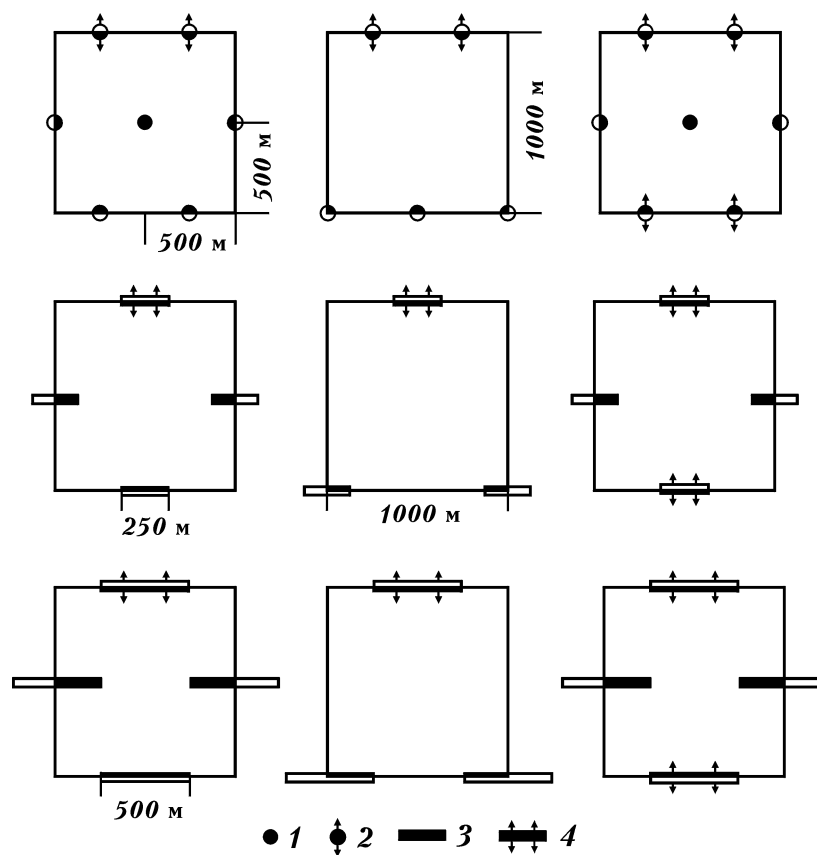


Рис. 4.9. Варианты размещения вертикальных и горизонтальных скважин:
 1 – вертикальная добывающая скважина; 2 – вертикальная нагнетательная скважина; 3 – горизонтальная добывающая скважина; 4 – горизонтальная нагнетательная скважина

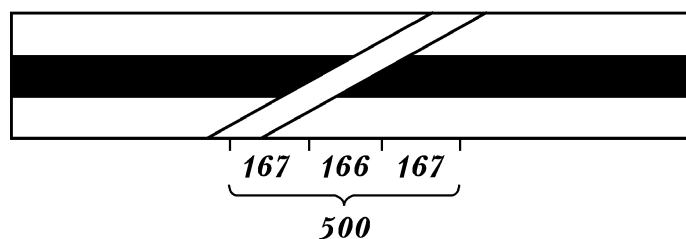


Рис. 4.10. Профиль пласта с горизонтальной скважиной:
 1 – слой; 2 – непроницаемый прослой

между рядами скважин $L = 500$ м и $L = 1000$ м, а также горизонтальная длина горизонтальных скважин $l_r = 250$ м и $l_r = 500$ м.

Рассматриваемый фактический типовой профиль эксплуатационного объекта показан на рис. 4.10. Нефтяной пласт состоит из двух проницаемых слоев каждый толщиной 4,88 м и одного разделяющего непроницаемого прослоя тоже толщиной 4,88 м. При общей горизонтальной длине горизонтальной скважины $l_r = 500$ м эффективная горизонтальная длина по одному обособленному нефтяному слою равна 167 м.

В рассматриваемой ситуации:

при *вертикальных скважинах* и расстоянии между скважинами в рядах $2\sigma = 500$ м геометрические внутренние и внешние фильтрационные сопротивления:

$$\omega_n = \omega_1 = \omega_2 = \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{1}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{500}{2\pi \cdot 0,1} = 1,063;$$

при $2\sigma = 500$ м и $L = L_1 = L_2 = 500$ м

$$\Omega_1 = \Omega_2 = \frac{L}{2\sigma} = 1,$$

при $2\sigma = 500$ м и $L = L_1 = 1000$ м

$$\Omega_1 = \frac{L}{2\sigma} = \frac{1000}{500} = 2;$$

при *горизонтальных скважинах* и расстоянии между скважинами в рядах $2\sigma = 1000$ м геометрическое внутреннее фильтрационное сопротивление:

при монолитном нефтяном пласте (когда общая толщина равна эффективной толщине пласта $h_{об} = h_{эф} = 9,76$ м)

$$\begin{aligned} \omega_n = \omega_1 = \omega_2 &= \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{2\sigma}{l_r} = \frac{h}{l_r} \cdot \ln \frac{h}{2\pi \cdot r_c} \right) = \\ &= \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{1000}{250} + \frac{9,76}{250} \cdot \ln \frac{9,76}{2\pi \cdot 0,1} \right) = 0,237679 \end{aligned}$$

при $l_r = 250$ м;

$$\omega_n = \omega_1 = \omega_2 = \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{1000}{500} = \frac{9,76}{500} \cdot \ln \frac{9,76}{2\pi \cdot 0,1} \right) = 0,118839$$

при $l_r = 500$ м;

при двухслойном нефтяном пласте (когда $n_{\text{сл}} = 2$, $h_{\text{об}} = 14,64$ м и $h_{\text{эф}} = 9,76$ м)

$$\omega_{\text{н}} = \omega_1 = \omega_2 = \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{2\sigma \cdot h_{\text{об}} \cdot n_{\text{сл}}}{l_{\text{г}} \cdot h_{\text{эф}}} + \frac{h_{\text{об}}}{l_{\text{г}}} \cdot \ln \frac{h_{\text{эф}}}{n_{\text{сл}} \cdot 2\pi \cdot r_{\text{с}}} \right) =$$

$$= \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{1000 \cdot 14,64 \cdot 2}{250 \cdot 9,76} + \frac{14,64}{250} \cdot \ln \frac{9,76}{2 \cdot 2\pi \cdot 0,1} \right) = 0,414590$$

при $l_{\text{г}} = 250$ м;

$$\omega_{\text{н}} = \omega_1 = \omega_2 = \frac{1}{2\pi} \cdot \left(\ln \frac{1000 \cdot 14,64 \cdot 2}{500 \cdot 9,76} + \frac{14,64}{500} \cdot \ln \frac{9,76}{2 \cdot 2\pi \cdot 0,1} \right) = 0,294720$$

при $l_{\text{г}} = 500$ м;

геометрическое внешнее фильтрационное сопротивление:
при $2\sigma = 1000$ м и $L = 500$ м

$$\Omega_1 = \Omega_2 = \frac{500}{1000} = 0,5;$$

при $2\sigma = 1000$ м и $L = 1000$ м

$$\Omega_1 = \frac{1000}{1000} = 1.$$

Для условий рассматриваемого нефтяного месторождения ($\frac{k \cdot h}{\mu} = 0,555$ т/(сут·ат), $\mu_* = 2$ и $\xi = 0,410$), для рассмотренных в технико-экономическом обосновании коэффициента нефтеизвлечения (ТЭО КИН) вариантов размещения вертикальных и горизонтальных скважин, представленных на рис. 4.9, для модели монолитного нефтяного пласта с толщиной $h = h_{\text{об}} = h_{\text{эф}} = 9,76$ м и модели двухслойного нефтяного пласта $n_{\text{сл}} = 2$ с общей толщиной $h_{\text{об}} = 14,64$ м и эффективной толщиной $h_{\text{эф}} = 9,76$ м, при принятой в ТЭО КИН разности забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин ($P_{\text{сн}} - P_{\text{сб}} = (400-160) = 240$ ат) были сделаны расчеты: геометрических внутренних, внешних и общих фильтрационных сопротивлений (ω , Ω и Ω_{Σ}), амплитудного дебита на 1 проектную скважину (q_0^1) и амплитудного дебита на 1 добывающую

скважину ($q_{03}^1 = q_{03}^1 \cdot \frac{1+m}{m}$; m – число добывающих скважин на 1 нагнетательную скважину, при 3-рядной схеме $m = 3$, при 1-рядной схеме $m = 1$). Дебит на 1 проектную скважину определяется по формуле

$$q_0^1 = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{(P_{сн} - P_{сз})}{\Omega_{\Sigma}} \cdot \xi = 0,555 \cdot \frac{(400 - 160)}{\Omega_{\Sigma}} \cdot \xi = \frac{54,612}{\Omega_{\Sigma}} \text{ т/сут.}$$

Полученные таким образом результаты представлены в табл. 4.9.

Анализ полученных результатов показывает, что при применении вертикальных скважин переход от 3-рядной схемы размещения добывающих скважин к 1-рядной схеме при прочих равных условиях приводит к увеличению дебита на 1 проектную скважину в $\frac{13,04}{9,56} = 1,364$ раза и на 1 добывающую скважину в $\frac{26,08}{12,75} = 2,045$ раза.

Следующий переход при 1-рядной схеме размещения от вертикальных скважин к горизонтальным с одновременным увеличением расстояния между горизонтальными скважинами вдвое, с $2\sigma = 500$ м до $2\sigma = 1000$ м, при их горизонтальной длине $l_r = 250$ м приводит к увеличению дебита на 1 проектную скважину в $\frac{31,32}{13,04} = 2,402$ раза; а при их горизонтальной длине больше $l_r = 500$ м – в $\frac{39,45}{13,04} = 3,025$ раза.

Общее увеличение дебита на 1 проектную скважину при переходе от 3-рядной схемы размещения вертикальных скважин к 1-рядной схеме горизонтальных скважин с горизонтальной длиной $l_r = 500$ м – в $\frac{39,45}{9,56} = 4,127$ раза. Такой же переход, но в идеальных условиях в случае монолитного нефтяного пласта без разделяющего непроницаемого прослоя при горизонтальной длине горизонтальных скважин $l_r = 500$ м дает общее увеличение дебита на 1 проектную скважину в $\frac{63,76}{9,56} = 6,669$ раза.

Таким образом, здесь был сделан проектный расчет дебитов вертикальных и горизонтальных скважин при различных схемах их размещения с учетом фактической продуктивности и

Таблица 4.9

Расчет дебитов вертикальных и горизонтальных скважин для схем размещения, представленных на рис. 4.9

Вид скважин, пласта		3-рядная схема $L = 500$ м	1-рядная схема $L = 1000$ м	1-рядная схема $L = 500$ м
Вертикальные скважины, расстояние между скважинами $2\sigma = 500$ м		$\omega_n = \omega_1 = \omega_2 = 1,063$ $\Omega_1 = \Omega_2 = 1$ $\Omega_\Sigma = 5,713$ $q_0^1 = 9,56$ т/сут $q_{03}^1 = 12,75$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 1,063$ $\Omega_1 = 2$ $\Omega_\Sigma = 5,189$ $q_0^1 = 10,52$ т/сут $q_{03}^1 = 21,04$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 1,063$ $\Omega_1 = 1$ $\Omega_\Sigma = 4,189$ $q_0^1 = 13,04$ т/сут $q_{03}^1 = 26,08$ т/сут
Горизонтальные скважины, расстояние между скважинами $2\sigma = 1000$ м, горизонтальная длина $l_r = 250$ м	Монолитный пласт $h = h_{o6} = h_{\Phi} = 9,76$ м	$\omega_n = \omega_1 = \omega_2 = 0,238$ $\Omega_1 = \Omega_2 = 0,5$ $\Omega_\Sigma = 1,857$ $q_0^1 = 29,40$ т/сут $q_{03}^1 = 39,20$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 0,238$ $\Omega_1 = 1$ $\Omega_\Sigma = 1,713$ $q_0^1 = 31,88$ т/сут $q_{03}^1 = 63,76$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 0,238$ $\Omega_1 = 0,5$ $\Omega_\Sigma = 1,213$ $q_0^1 = 45,02$ т/сут $q_{03}^1 = 90,04$ т/сут
	Двухслойный пласт $n_{cl} = 2$, $h_{o6} = 14,64$ м, $h_{\Phi} = 9,76$ м	$\omega_n = \omega_1 = \omega_2 = 0,415$ $\Omega_1 = \Omega_2 = 0,5$ $\Omega_\Sigma = 2,461$ $q_0^1 = 22,19$ т/сут $q_{03}^1 = 29,59$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 0,415$ $\Omega_1 = 1$ $\Omega_\Sigma = 2,244$ $q_0^1 = 24,34$ т/сут $q_{03}^1 = 48,68$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 0,415$ $\Omega_1 = 0,5$ $\Omega_\Sigma = 1,744$ $q_0^1 = 31,32$ т/сут $q_{03}^1 = 62,64$ т/сут
Горизонтальные скважины, расстояние между скважинами $2\sigma = 1000$ м, горизонтальная длина $l_r = 500$	Монолитный пласт $h = h_{o6} = h_{\Phi} = 9,76$ м	$\omega_n = \omega_1 = \omega_2 = 1,119$ $\Omega_1 = \Omega_2 = 0,5$ $\Omega_\Sigma = 1,442$ $q_0^1 = 37,86$ т/сут $q_{03}^1 = 54,48$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 0,119$ $\Omega_1 = 1$ $\Omega_\Sigma = 1,357$ $q_0^1 = 40,26$ т/сут $q_{03}^1 = 80,52$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 0,119$ $\Omega_1 = 0,5$ $\Omega_\Sigma = 0,857$ $q_0^1 = 63,76$ т/сут $q_{03}^1 = 127,52$ т/сут
	Двухслойный пласт $n_{cl} = 2$, $h_{o6} = 14,64$ м, $h_{\Phi} = 9,76$ м	$\omega_n = \omega_1 = \omega_2 = 0,295$ $\Omega_1 = \Omega_2 = 0,5$ $\Omega_\Sigma = 2,053$ $q_0^1 = 26,60$ т/сут $q_{03}^1 = 33,46$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 0,295$ $\Omega_1 = 1$ $\Omega_\Sigma = 1,884$ $q_0^1 = 28,98$ т/сут $q_{03}^1 = 57,97$ т/сут	$\omega_n = \omega_1 = 0,295$ $\Omega_1 = 0,5$ $\Omega_\Sigma = 1,384$ $q_0^1 = 39,45$ т/сут $q_{03}^1 = 78,90$ т/сут

геологического строения нефтяного пласта. При этом было показано, что наличие в пределах нефтяного пласта разделяющего непроницаемого прослоя существенно (на 24–38 %, или в 1,31–1,62 раза) снижает дебит горизонтальных скважин.

4.5. ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ-ЕЛКИ

В нашей стране известны огромные запасы нефти, исчисляемые многими сотнями миллионов тонн, находящиеся в малопроницаемых малопродуктивных нефтяных пластах и месторождениях. Многие такие месторождения были открыты давно и очень давно – более 10, 20 и даже 30 лет назад, но никогда не вводились в промышленную разработку из-за своей абсолютной экономической убыточности. Их средние коэффициенты продуктивности разведочных скважин примерно в 10–20 раз ниже, чем скважин на основном девонском горизонте известного Ромашкинского месторождения в Татарии и в 100–200 раз ниже, чем скважин на основных продуктивных пластах известного Самотлорского месторождения в Западной Сибири.

Для ввода этих малопродуктивных нефтяных месторождений в экономически рентабельную промышленную разработку, конечно, нужны налоговые льготы, но этого совершенно недостаточно, и нужны коренные изменения в конструкции скважин, в технике и технологии их эксплуатации.

Возможными средствами (одним из возможных средств) решения этой проблемы являются: гидроразрыв нефтяных пластов и применение горизонтальных скважин, вернее, скважин с горизонтальной частью. Эти технические средства уже практически применялись 30–40 лет назад; но к настоящему времени, во-первых, они усовершенствованы, во-вторых, потребность в экономически рентабельной разработке малопродуктивных пластов и месторождений резко обострилась, поскольку увеличилась доля таких разведанных запасов нефти и уменьшилась доля разрабатываемых высокопродуктивных и среднепродуктивных запасов нефти.

Но при рассмотрении практического применения таких сильнодействующих технологических средств, как гидроразрыв нефтяных горизонтальных скважин, надо учитывать не только возможное резкое снижение фильтрационного сопротивления нефтяных пластов, но и возможное резкое увеличение неравномерности вытеснения нефти закачиваемой водой. К сожалению, к настоящему времени многие теоретические решения

выполнены для модели однородного монолитного нефтяного пласта и тиражируют изначально принятый оптимизм, между тем не все так просто и положительно. Известны слова: гладко было на бумаге, да забыли про овраги, а по ним ходить. Поэтому в теоретических решениях обязательно надо учитывать созданную природой устойчивую неоднородность нефтяных пластов: их слоистость, наличие проницаемых продуктивных слоев и разделяющих их непроницаемых непродуктивных прослоев, число слоев, послойную неоднородность по проницаемости, долю эффективной толщины слоев в общей толщине нефтяного пласта.

Основной образ нефтяного пласта, базирующийся на знании многих нефтяных месторождений Татарии, Мангышлака и Западной Сибири: пласт состоит из 3–4–5 обособленных нефтяных слоев, разделенных 2–3–4 непроницаемыми прослоями; при этом толщина отдельного слоя 2–3–4 м и толщина прослоя тоже 2–3–4 м; разброс значений проницаемости по слоям хаотический, среднее различие проницаемостей двух слоев в 3–4 раза; наблюдаемые по скважинам значения эффективной толщины и продуктивности можно распространять на ограниченные зоны радиусом всего 200–300 м; соответственно при расстоянии между скважинами больше 400–600 м разброс этих значений совершенно хаотический, только соответствующий функции распределения. И если все это учесть при определении производительности горизонтальной скважины, то ее преимущество перед вертикальной скважиной существенно уменьшается. Кстати, уже самые начала подземной гидродинамики, а именно, рассмотрение плоскопараллельной и плоско радиальной фильтрации жидкости позволяет оценить верхний предел увеличения производительности горизонтальной скважины в однородном монолитном пласте без разделяющих непроницаемых прослоев: производительность горизонтальной скважины не может быть выше производительности галереи. Поэтому, если горизонтальная скважина заменяет одну вертикальную скважину, то ее производительность не может быть больше, чем в 5,5 раза. А с учетом фактической слоистости пластов производительность выше всего в 2–3 раза. Но если горизонтальная скважина заменяет 3 вертикальные скважины, то ее производительность будет выше производительности одной вертикальной скважины в 6–8 раз. Однако при этом возникает новая острая проблема: к существующей, природой созданной неоднородности нефтяных пластов добавляется значительная искусственно созданная самим человеком (антропогенная) неравномерность вытеснения нефти зака-

чиваемой водой — значительная геометрическая неоднородность.

Рассмотрим механизм возникновения дополнительной геометрической неоднородности на примере одного вполне реального малопродуктивного нефтяного месторождения в Татарии, по которому решено бурить горизонтальные скважины в турнейском горизонте.

Одна горизонтальная скважина с горизонтальной частью длиной 400 м заменяет две вертикальные скважины, пробуренные по равномерной квадратной сетке, расстояние между которыми равно 400 м.

Турнейский горизонт имеет общую толщину 48 м, эффективную толщину 12 м и 8 слоев, каждый с эффективной толщиной $\frac{12}{8} = 1,5$ м.

Из 400 м горизонтальной части скважины только $400 \cdot \frac{12}{48} = 100$ м проходят по слоям по эффективной толщине, и по каждому слою длина горизонтальной части всего $\frac{100}{8} = 12,5$ м. Но поскольку все слои разобщены прослоями, то 400 м общей длины горизонтальной части фактически превращены в 12,5 м эффективной горизонтальной части в каждом обособленном слое и в целом по нефтяному пласту.

При этом по каждому слою расстояние между такими горизонтальными частями соседних скважин оказывается равным $800 - 12,5 = 787,5$ м.

А если доля эффективной толщины в общей толщине вдвое больше, то горизонтальная часть по каждому обособленному слою тоже вдвое больше $12,5 \cdot 2 = 25$ м и расстояние по слою между соседними скважинами равно $800 - 25 = 775$ м.

А если число слоев вдвое меньше, то горизонтальная часть по каждому обособленному слою будет вдвое больше $25 \cdot 2 = 50$ м и расстояние между соседними скважинами будет $800 - 50 = 750$ м.

Так возникают большие расстояния между скважинами, деформирование и разрежение сетки скважин со всеми известными отрицательными последствиями.

Поскольку от горизонтальной части длиной в 400 м по каждому обособленному слою остается всего 12,5–25–50 м, то есть смысл вместо горизонтальных скважин создавать скважины-елки, т.е. вертикальные скважины с короткими горизонтальными ветвями в каждом обособленном слое.

Под скважиной-елкой понимается обычная вертикальная

скважина с обычной перфорацией, у которой дополнительно были созданы горизонтальные каналы. Эти каналы добавлены к стволу скважины, как ветви к стволу дерева. До этого скважину уже эксплуатировали в качестве добывающей или нагнетательной, выявили неудовлетворительно работающие части толщины нефтяных пластов и дополнительные горизонтальные каналы осуществили избирательно в нужных местах, чтобы увеличить текущую и суммарную добычу нефти.

Будем рассматривать нефтяной пласт толщиной h . Применена равномерная квадратная сетка скважин с расстоянием между соседними скважинами 2σ . Будем рассматривать участок, дренируемый одной скважиной, с площадью $(2\sigma)^2$ и периметром $4\cdot 2\sigma$. Радиус скважины r_c . В пределах толщины нефтяного пласта по стволу скважины равномерно расположены n горизонтальных каналов, каждый длиной l и радиусом r_{c*} . При этом в пределах пласта выделяется n гидродинамически обособленных слоев. Будем рассматривать один такой слой толщиной $h_* = \frac{h}{n}$. В пределах этого слоя в центре рассматриваемого участка находится скважина (часть вертикальной скважины длиной h_*) и один горизонтальный канал. Рассматриваемый участок разделим на два участка: центральный (в окрестности скважины и горизонтального канала) и периферийный – весь остальной рассматриваемый участок за вычетом центрального участка. Размеры центрального участка, в соответствии с идеями и результатами И.А. Чарного, прямо связаны с толщиной слоя h_* . Площадь центрального участка равна $(l + 2r_c + h_*)(2r_c + h_*)$, его периметр равен $(2l + 4\cdot 2r_c + 4h_*)$.

В пределах центрального участка фильтрационное сопротивление вертикальной скважины равно

$$\frac{\mu}{k} \cdot \frac{1}{h_*} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{4(h_* + 2r_c)}{2\pi r_c};$$

фильтрационное сопротивление горизонтального канала равно

$$\frac{\mu}{k} \cdot \frac{1}{l} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{4(h_* + 2r_{c*})}{2\pi r_{c*}};$$

в пределах центрального участка вертикальная скважина и горизонтальный канал действуют параллельно, поэтому суммировать надо величины, обратные их фильтрационным сопротивлениям, и от полученной суммы переходить к результирующему фильтрационному сопротивлению:

$$\begin{aligned}
& \frac{1}{\frac{\mu}{k} \cdot \frac{1}{h_*} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{4(h_* + 2r_c)}{2\pi r_c} + \frac{1}{\frac{\mu}{k} \cdot \frac{1}{l} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{4(h_* + 2r_{c*})}{2\pi r_{c*}}} = \\
& = \frac{\mu}{k} \cdot \frac{1}{2\pi} \frac{1}{\frac{h_*}{\ln \frac{4(h_* + 2r_c)}{2\pi r_c}} + \frac{l}{\ln \frac{4(h_* + 2r_{c*})}{2\pi r_{c*}}}}.
\end{aligned}$$

С этим фильтрационным сопротивлением надо суммировать фильтрационное сопротивление периферийного участка

$$\frac{\mu}{k} \cdot \frac{1}{h_*} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2\sigma}{2l + 4 \cdot 2r_c + 4h_*}.$$

В итоге получается

$$\frac{\mu}{k} \cdot \frac{1}{2\pi} \left[\frac{1}{\frac{h_*}{\ln \frac{4(h_* + 2r_c)}{2\pi r_c}} + \frac{l}{\ln \frac{4(h_* + 2r_{c*})}{2\pi r_{c*}}}} + \frac{4 \cdot 2\sigma}{2l + 4 \cdot 2r_c + 4h_*} \right].$$

Для сравнения приведем фильтрационное сопротивление рассматриваемого участка с вертикальной скважиной без горизонтального канала

$$\frac{\mu}{k} \cdot \frac{1}{h_*} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2\sigma}{2r_c}.$$

С учетом этого получается формула уменьшения фильтрационного сопротивления и увеличения дебита скважины-елки по сравнению с обычной вертикальной скважиной:

$$v = \frac{\frac{1}{h_*} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2\sigma}{2\pi r_c}}{\frac{1}{\frac{h_*}{\ln \frac{4(h_* + 2r_c)}{2\pi r_c}} + \frac{l}{\ln \frac{4(h_* + 2r_{c*})}{2\pi r_{c*}}}} + \frac{1}{h_*} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2\sigma}{2l + 4 \cdot 2r_c + 4h_*}} =$$

$$= \frac{\ln \frac{4 \cdot 2\sigma}{2\pi r_c}}{\frac{1}{\frac{h_*}{\ln \frac{4(h_* + 2r_c)}{2\pi r_c}} + \frac{l}{h_*} \cdot \frac{l}{\ln \frac{4(h_* + 2r_{c*})}{2\pi r_{c*}}}} + \ln \frac{4 \cdot 2\sigma}{2l + 4 \cdot 2r_c + 4h_*}.$$

Осуществим замену $h_* = \frac{h}{n}$, тогда

$$v = \frac{\ln \frac{4 \cdot 2\sigma}{2\pi r_c}}{\frac{1}{\frac{1}{\ln \frac{4\left(\frac{h}{n} + 2r_c\right)}{2\pi r_c}} + \frac{l}{h} \cdot n \cdot \frac{l}{\ln \frac{4\left(\frac{h}{n} + 2r_{c*}\right)}{2\pi r_{c*}}}} + \ln \frac{4 \cdot 2\sigma}{2l + 4 \cdot 2r_c + 4\frac{h}{n}}.$$

По последней формуле для нефтяной площади с равномерной квадратной сеткой размещения скважин с плотностью $(2\sigma)^2 = 160\,000 \text{ м}^2/\text{скв.} = 16 \text{ га}/\text{скв.}$ были сделаны расчеты увеличения дебита нефти при применении скважин-елок по сравнению с вертикальными скважинами. Результаты расчетов представлены в табл. 4.10 для различных численных значений приведенного радиуса вертикальной скважины

$r_c, \text{ м} \dots\dots\dots 0,1 \quad 0,04 \quad 0,01$

радиуса горизонтального канала $r_{c*} = 0,04 \text{ м}$, расстояния между горизонтальными каналами

$h_* = \frac{h}{n}, \text{ м} \dots\dots\dots 1 \quad 2 \quad 5$

и длины горизонтального канала

$l, \text{ м} \dots\dots\dots 0,5 \quad 1 \quad 2 \quad 5 \quad 10 \quad 20$

Приведенные радиусы вертикальных скважин $r_c = 0,04 \text{ м}$ и $r_c = 0,01 \text{ м}$ соответствуют разной степени засорения их призабойных зон. Понятно, что в таких скважинах эффект от создания горизонтальных каналов заметно выше.

Рассмотренные условия $h_* = 1 \text{ м}$ и $h_* = 2 \text{ м}$ вполне реальны, поскольку на многих нефтяных месторождениях обособленные нефтяные слои имеют эффективную толщину 1–2 м.

Таблица 4.11 рассчитана для следующих условий: $(2\sigma)^2 = 16 \text{ га}/\text{скв.}$ и $2\sigma = 400 \text{ м}$, $h_* = \frac{h}{n} = 0,1 \text{ м}$ и $r_{c*} = 0,005 \text{ м}$.

Таблица 4.10

Увеличение дебита q скважины-елки

$l, \text{ м}$	$r_c, \text{ м}$		
	0,1	0,04	0,01
$h_* = 1 \text{ м}$			
0,5	1,102	1,152	1,243
1	1,180	1,259	1,397
2	1,317	1,411	1,598
5	1,529	1,688	1,938
10	1,776	1,971	1,273
20	2,115	2,353	2,720
$h_* = 2 \text{ м}$			
10	1,685	1,859	2,132
20	2,036	2,261	2,607
$h_* = 5 \text{ м}$			
10	1,562	1,702	1,922
20	1,910	2,107	2,415

Таблица 4.11

Увеличение дебита q скважины
при глубокой перфорации

$l, \text{ м}$	$r_c, \text{ м}$	
	0,1	0,01
0,5	1,140	1,370
1	1,225	1,513

Приведенные в табл. 4.11 результаты показывают увеличение дебита скважины при дополнительном применении глубокой перфорации. При этом на 1 м эффективной толщины нефтяных пластов делается 10 перфорационных отверстий, радиус перфорационных каналов $r_{c*} = 0,005 \text{ м} = 5 \text{ мм}$, их диаметр 1 см, глубина $l = 0,5 \text{ м}$ и $l = 1 \text{ м}$.

Видно, что при засоренной призабойной зоне нефтяных пластов (приведенный радиус скважины $r_c = 0,01 \text{ м}$ значительно меньше ее физического радиуса) существенно возрастает эффективность глубокой перфорации.

Интересные результаты расчетов представлены в табл. 4.12. Сами эти расчеты носили исследовательский характер, поскольку надо было определиться с размерами и параметрами создаваемых устройств для производства горизонтальных каналов. Для чего надо было установить зависимость снижения фильтрационного сопротивления и, соответственно, увеличения дебита скважины от числа горизонтальных каналов на единицу эффективной толщины нефтяных пластов (от

$n_* = \frac{1}{h_*} = \frac{n}{h}$), и от радиуса горизонтального канала (r_{c*}) и от глубины горизонтального канала (l). Приведенные результаты ясно показывают, что наиболее сильное влияние оказывает глубина канала (l). Неожиданным получилось относительно слабое влияние радиуса канала (r_{c*}) и числа каналов (n_*). Однако совершенно ясно, что горизонтальные каналы должны быть во всех без пропуска обособленных нефтяных слоях, иначе будут потери запасов нефти.

Таблица 4.12

Увеличение дебита v скважины при глубокой перфорации

Расстояние между отверстиями h_* , м	Приведенный радиус скважины r_c , м	Глубина отверстия l , м	Радиус отверстия r_{c*} , м	Увеличение дебита скважины v_q , м
0,1	0,1 / 0,01	0,2	0,008	1,072 / 1,234
0,2	0,1 / 0,01	0,2	0,008	1,062 / 1,194
0,2	0,1 / 0,01	0,4	0,008	1,110 / 1,303
0,2	0,1 / 0,01	0,7	0,008	1,168 / 1,414
0,2	0,1 / 0,01	0,7	0,012	1,174 / 1,427
0,2	0,1 / 0,01	0,7	0,016	1,718 / 1,436
1,0	0,1 / 0,01	0,2	0,015	1,291 / 1,540
1,0	0,1 / 0,01	0,2	0,020	1,299 / 1,556
1,0	0,1 / 0,01	0,2	0,025	1,306 / 1,569
2,0	0,1 / 0,01	0,2	0,015	1,209 / 1,407
3,0	0,1 / 0,01	0,2	0,015	1,173 / 1,326

Таким образом, здесь была дана формула, позволяющая рассчитать увеличение дебита скважины после ее дополнительной глубокой перфорации или создания у нее горизонтальных каналов. Выполненные по этой формуле расчеты показывают высокую эффективность скважин-елок по дебиту нефти. Благодаря возможной избирательности скважины-елки будут обеспечивать увеличение нефтеотдачи пластов.

4.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

На нефтяных месторождениях Западной Сибири много малопродуктивных скважин, эксплуатация которых экономически нерентабельна. С этими скважинами связаны огромные еще не отобранные извлекаемые запасы нефти. Ради отбора этих запасов нефти необходимо значительно увеличить продуктивность малопродуктивных скважин. Извест-

ным сильнодействующим средством увеличения продуктивности является гидравлический разрыв пластов (ГРП).

Однако необходимо учитывать, что наблюдаемая высокая эффективность гидроразрывов (увеличение дебита нефти в 3–5–10 раз) обычно связана с преодолением прискважинной сильнозасоренной и потому низкопроницаемой зоны нефтяных пластов, которая была засорена при бурении и эксплуатации скважин. К сожалению, часто применяемая технология эксплуатации такова, что после проведения гидроразрыва резко возросшая продуктивность пластов снижается в том же темпе, как снижалась до проведения гидроразрыва. Можно провести детальные расчеты и убедиться, что такая технология эксплуатации скважин вместе с проведением гидроразрывов с учетом некоторой аварийности скважин при гидроразрывах может привести к существенным потерям утвержденных извлекаемых запасов нефти.

Поэтому становится понятно, что необходимо коренное улучшение применяемой технологии бурения, освоения и эксплуатации скважин, чтобы не было резкого снижения природной продуктивности нефтяных пластов; также необходимо усовершенствование технологии гидроразрыва, чтобы он проводился более направленно, чтобы исключить аварийное выбитие скважин.

Будем рассматривать эффективность вертикальных трещин, образующихся при гидравлическом разрыве нефтяного пласта.

Начнем с известного факта: под воздействием высокого внутреннего давления труба обычно разрывается вдоль, а не поперек. По этой идее трещины должны быть вертикальными. Когда трещины оказываются горизонтальными, то в многослойном нефтяном пласте, разделенном многими непроницаемыми прослоями, возникает серьезная проблема потери значительной части подвижных запасов нефти в других соседних нефтяных слоях, незатронутых гидроразрывом.

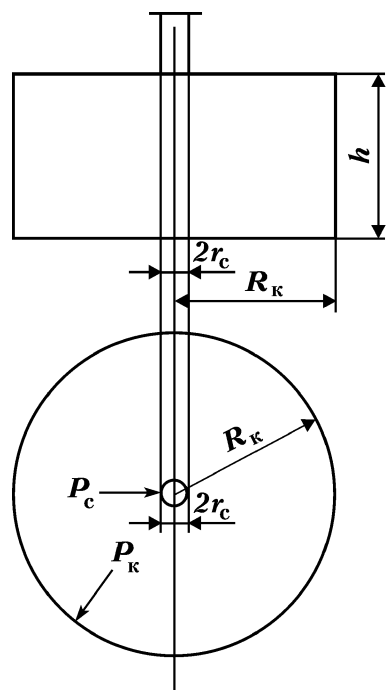
Сошлемся на книгу Ю.П. Желтова [3], где на рис. 27 показана вертикальная (наклонная) трещина.

Эффективность гидроразрывов будем определять не для отдельных обособленных скважин, а для системы совместно работающих добывающих и нагнетательных скважин, для типичного элемента этой системы. Эта эффективность выражается в уменьшении общего фильтрационного сопротивления или, при соблюдении постоянной разности забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин $P_{\text{сн}} - P_{\text{сз}} = \text{const}$, в увеличении общего дебита жидкости и общего дебита нефти.

Эффективность создаваемых вертикальных трещин будем

определять по вертикальным скважинам. Поэтому начнем с определения дебита вертикальных скважин.

Вертикальная скважина (рис. 4.11) – в центре кругового участка нефтяного пласта, обладающего гидропроводностью $\frac{k \cdot h}{\mu}$ (где k и h – проницаемость и эффективная толщина нефтяного пласта; μ – вязкость нефти). На забое скважины – забойное давление P_c , на контуре кругового участка пласта – пластовое давление P_k . Радиус самой скважины r_c , радиус дренируемого ею кругового участка пласта R_k . Формула дебита скважины имеет следующий вид:



$$q = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_c}{\frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}$$

Рис. 4.11. Вертикальная скважина в центре кругового участка нефтяного пласта

где кроме гидропроводности $\frac{k \cdot h}{\mu}$ и разности давлений ($P_k - P_c$) содержится геометрическое фильтрационное сопротивление $\frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}$.

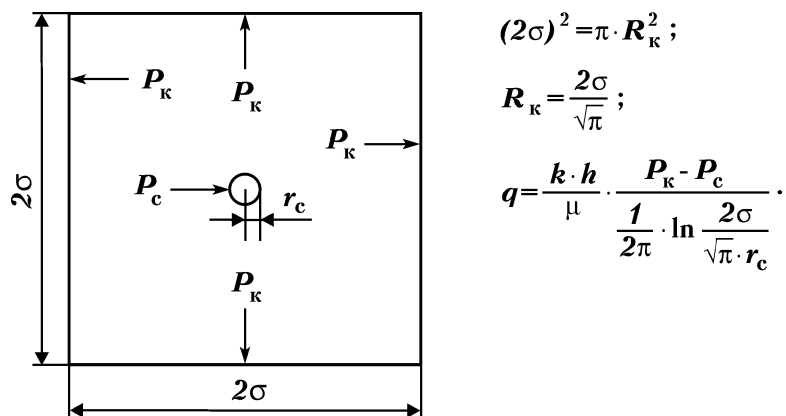


Рис. 4.12. Вертикальная скважина в центре квадратного участка нефтяного пласта. P_k — давление задано на четырех сторонах

Вертикальная скважина (рис. 4.12) — в центре квадратного участка нефтяного пласта. Сторона квадрата равна 2σ . На всех четырех сторонах квадрата поддерживается пластовое давление P_k . Это элемент 5-точечной схемы площадного заводнения. Геометрическое фильтрационное сопротивление равно $\frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{\sqrt{\pi} \cdot r_c}$.

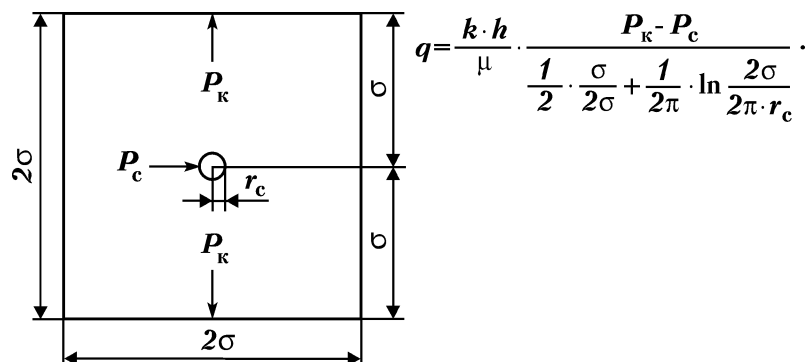


Рис. 4.13. Вертикальная скважина в центре квадратного участка нефтяного пласта. P_k — давление задано на двух сторонах

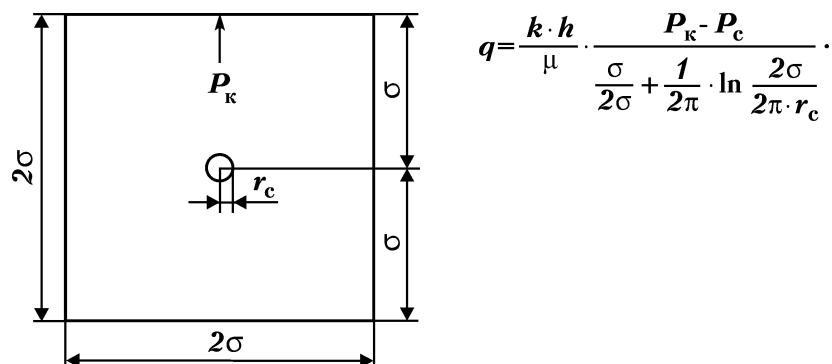


Рис. 4.14. Вертикальная скважина в центре квадратного участка нефтяного пласта. P_k – давление задано на одной стороне

Вертикальная скважина (рис. 4.13) – в центре квадратного участка нефтяного пласта, но пластовое давление P_k поддерживается только на двух сторонах квадрата. Это элемент линейной (однорядной) площадной (рядной) системы заводнения. Геометрическое фильтрационное сопротивление равно

$$\frac{1}{2} \cdot \frac{\sigma}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{4} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}.$$

Вертикальная скважина (рис. 4.14) – в центре квадратного участка нефтяного пласта, но пластовое давление P_k поддерживается только с одной стороны. Это элемент двухрядной полосы – с двумя рядами добывающих скважин в полосе между двумя рядами нагнетательных скважин. Геометрическое фильтрационное сопротивление равно

$$\frac{\sigma}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}.$$

На рис. 4.15 изображен элемент линейной схемы площадного заводнения или однорядной полосы, который содержит половину нагнетательной скважины и половину добывающей скважины. Забойные давления нагнетательной и добывающей скважин соответственно $P_{сн}$ и $P_{сз}$, μ_* – соотношение подвижностей закачиваемого вытесняющего агента (обычно закачиваемой воды) и нефти в пластовых условиях. При этом геометрическое фильтрационное сопротивление

$$\begin{aligned}\Omega_r &= \frac{1}{\mu_*} \cdot 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + \frac{2\sigma}{2\sigma} + 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} = \\ &= \frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + 1 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}.\end{aligned}$$

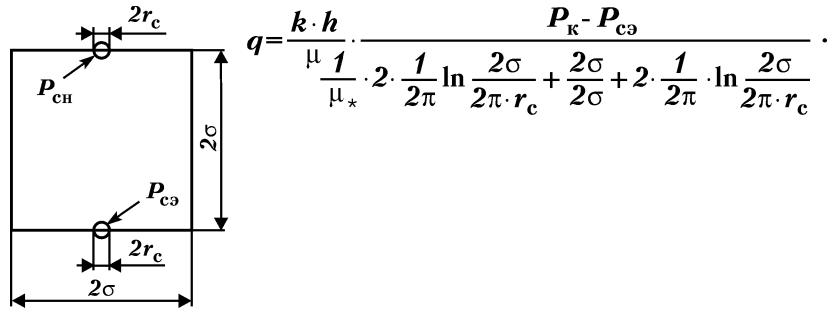


Рис. 4.15. Элемент однорядной полосы

При $2\sigma = 400$ м и $r_c = 0,1$ м $\Omega_r = \frac{1}{\mu_*} \cdot 2,055 + 1 + 2,055$.

Видно, что в геометрическом фильтрационном сопротивлении логарифмическая компонента является главной (при $\mu_* = 1$ она составляет более 80 %), т.е. основной преобладающей является плоско-радиальная фильтрация. Поэтому рассмотрим участки нефтяного пласта с плоско-радиальной фильтрацией (см. рис. 4.11 и рис. 4.12).

При $2\sigma = 400$ м, $R_k = \frac{2\sigma}{\sqrt{\pi}} = 255,7$ м и $r_c = 0,1$ м разделим зону дренирования скважины на десять кольцевых участков, одинаковых по фильтрационному сопротивлению:

$$\begin{aligned}\Omega_r &= \ln \frac{R_k}{r_c} = \ln \left(\frac{R_1}{r_c} \cdot \frac{R_2}{R_1} \cdot \frac{R_3}{R_2} \cdot \frac{R_4}{R_3} \cdot \frac{R_5}{R_4} \cdot \frac{R_6}{R_5} \cdot \frac{R_7}{R_6} \cdot \frac{R_8}{R_7} \cdot \frac{R_9}{R_8} \cdot \frac{R_k}{R_9} \right) = \\ &= \ln \rho^{10} = 10 \cdot \ln \rho = \ln \frac{225,7}{0,1} = 7,722; \quad \ln \rho = 0,7722; \quad \rho = 2,1645;\end{aligned}$$

$$R_1 = r_c \cdot \rho = 0,2165 \text{ м} = 21,65 \text{ см}; \quad R_2 = r_c \cdot \rho^2 = 0,4685 \text{ м} = 46,85 \text{ см};$$

$$R_5 = r_c \cdot \rho^5 = 4,75 \text{ м} = 475 \text{ см}.$$

Покажем доли участия соответствующих прискважинных зон в общем фильтрационном сопротивлении, в общей площа-

ди и соответственно в общем объеме, в общих геологических запасах нефти:

R , м	0,22	0,47	1,01	2,19	4,75
$S = \pi \cdot R^2$, м ²	0,15	0,69	3,23	15,13	70,91
Для общего фильтрационного сопротивления, %	10	20	30	40	50
Доля площади, объема и геологических запасов нефти, %	0,0001	0,0004	0,002	0,01	0,04
R , м	10,28	22,26	48,18	104,3	225,7
$S = \pi \cdot R^2$, м ²	332,19	1556,3	7291,2	34159	160000
Для общего фильтрационного сопротивления, %	60	70	80	90	100
Доля площади, объема и геологических запасов нефти, %	0,21	0,97	4,56	21,34	100

Из этих данных видно, что в однородном нефтяном пласте на долю прискважинного участка радиусом 0,47 м = 47 см приходится 20 % фильтрационного сопротивления и 0,0004 % площади, объема и геологических запасов нефти всей зоны дренирования скважины. Запасы нефти этого участка меньше запасов нефти всей зоны дренирования скважины в 250 000 раз. И если подвижные запасы нефти всей зоны отбираются за 9,5 лет, то выделенного прискважинного участка за – 3 ч.

Если в процессе бурения и эксплуатации скважины проницаемость выделенного прискважинного участка уменьшается по причине его засорения в 10 раз, то коэффициент продуктивности скважины уменьшается в $\frac{20 \cdot 10 + (100 - 20)}{100} = 2,8$ раза, а если проницаемость рассматриваемого участка уменьшается в 50 раз, то коэффициент продуктивности скважины уменьшается в $\frac{20 \cdot 50 + (100 - 20)}{100} = 10,8$ раза.

Тогда в первом случае на долю рассматриваемого участка пласта приходится не 20 % общего фильтрационного сопротивления, а $\frac{20 \cdot 10}{20 \cdot 10 + (100 - 20)} \cdot 100\% = 71,4\%$, а во втором случае –

$\frac{20 \cdot 50}{20 \cdot 50 + (100 - 20)} \cdot 100\% = 92,6\%$. Соответственно упругий запас жидкости созданной скважиной воронки депрессии уменьшится в $\frac{100 - 20}{100 - 71,4} = 2,8$ раза и в $\frac{100 - 20}{100 - 92,6} = 10,8$ раза. Получается, что во сколько раз уменьшились коэффициент продуктивности и видимая проницаемость, во столько раз уменьшился упругий запас жидкости воронки депрессии, который выполняется при остановке добывающей скважины. Понятно, что этот выделен-

ный прискважинный участок пласта содержит пренебрежимо малый упругий запас жидкости. Но также пренебрежимо малый упругий запас жидкости (0,04 % от общего упругого запаса жидкости всей зоны дренирования скважины) содержит прискважинный участок пласта радиусом 4,75 м, на долю которого в случае однородного пласта приходится 50 % общего фильтрационного сопротивления.

Если подвижные запасы нефти зоны дренирования скважины отбираются за 9,5 лет, то прискважинного участка радиусом 4,75 м отбираются за 300 ч, или 12,5 сут.

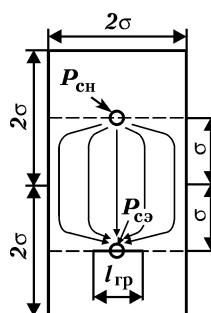
Если проницаемость этого участка ухудшена в 10 раз, то на его долю будет приходиться не 50 % общего фильтрационного сопротивления, а $\frac{50 \cdot 10}{50 \cdot 10 + (100 - 20)} \cdot 100 \% = 90,9 \%$ и упру-

гий запас воронки депрессии скважины уменьшится в $\frac{100 - 50}{100 - 90,9} = 5,5$ раза.

Еще обратим внимание на прискважинный участок пласта радиусом 22,26 м, на долю которого приходится около 1 % площади (объема, геологических запасов нефти) и в случае однородного пласта 70 % общего фильтрационного сопротивления зоны дренирования скважины, а если произошло засорение пласта и снижение его проницаемости, то значительно больше 70 %.

Далее будем рассматривать работу скважин, по которым уже осуществлен гидроразрыв нефтяного пласта и созданы вертикальные трещины шириной $l_{гр}$, направленные лучшим образом вдоль линии рядов скважин.

На рис. 4.16 показан элемент линейной (однорядной) сис-



$$q = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{сн} - P_{сэ}}{\frac{1}{\mu_*} \cdot 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + \frac{2\sigma}{2\sigma} + 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр}}}$$

Рис. 4.16. Элемент однорядной системы заводнения при гидроразрыве пласта по всем добывающим скважинам

темы заводнения, где имеет место чередование линейных рядов нагнетательных и добывающих скважин. Гидроразрыв нефтяного пласта осуществлен по всем добывающим скважинам. Но как в нагнетательных, так и в добывающих скважинах до осуществления гидроразрыва прискважинные участки пласта не были засорены. При этом геометрическое фильтрационное сопротивление равно

$$\begin{aligned}\Omega_{\text{гр}} &= \frac{1}{\mu_*} \cdot 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + \frac{2\sigma}{2\sigma} + 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{\text{гр}}} = \\ &= \frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + 1 + \frac{1}{\pi} \ln \frac{2\sigma}{l_{\text{гр}}}.\end{aligned}$$

Коэффициент уменьшения фильтрационного сопротивления благодаря проведению гидроразрыва нефтяного пласта в добывающих скважинах равен

$$\nu = \frac{\Omega_{\text{г}}}{\Omega_{\text{гр}}} = \frac{\frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + 1 + \frac{1}{\pi} \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}}{\frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + 1 + \frac{1}{\pi} \ln \frac{2\sigma}{l_{\text{гр}}}}.$$

При $2\sigma = 400$ м и $r_c = 0,1$ м получаются значения, приведенные в табл. 4.13.

Таблица 4.13

Значения ν – увеличения продуктивности (уменьшения фильтрационного сопротивления) за счет гидроразрыва нефтяного пласта при различных значениях $l_{\text{гр}}$ – длины вертикальной трещины и различных значениях μ_* – соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях

μ_*	$\Omega_{\text{г}}$ без ГРП	$l_{\text{гр}}, \text{ м}$			
		5	10	20	40
1	5,112	1,149	1,209	1,275	1,349
4	3,570	1,227	1,328	1,447	1,589
9	3,284	1,252	1,367	1,505	1,674
16	3,185	1,262	1,383	1,529	1,711
25	3,138	1,267	1,391	1,541	1,729

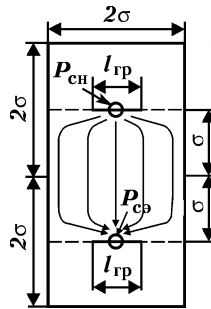
Как видно из этой таблицы, проведенный лучшим образом гидроразрыв нефтяного пласта, создавший вертикальную трещину длиной 10–40 м у всех добывающих скважин, увеличивает общую продуктивность системы добывающих и нагнетательных скважин в 1,2–1,7 раза.

На рис. 4.17 показан элемент линейной (однорядной) системы заводнения, аналогичный тому, который был показан на

рис. 4.16, кроме одного: гидроразрыв пласта осуществлен во всех добывающих и нагнетательных скважинах.

При этом геометрическое фильтрационное сопротивление равно

$$\begin{aligned}\Omega_{\text{гр}} &= \frac{1}{\mu_*} \cdot 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{\text{гр}}} + \frac{2\sigma}{2\sigma} + 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{\text{гр}}} = \\ &= \frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{\text{гр}}} + 1 + \frac{1}{\pi} \ln \frac{2\sigma}{l_{\text{гр}}}.\end{aligned}$$



$$q = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}}{\frac{1}{\mu_*} \cdot 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{\text{гр}}} + \frac{2\sigma}{2\sigma} + 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{\text{гр}}}}.$$

Рис. 4.17. Элемент однорядной системы заводнения при гидроразрыве пласта по всем нагнетательным и добывающим скважинам

Коэффициент уменьшения фильтрационного сопротивления благодаря проведению гидроразрыва пласта в добывающих и нагнетательных скважинах

$$\nu = \frac{\Omega_{\text{г}}}{\Omega_{\text{гр}}} = \frac{\frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + 1 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c}}{\frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{\text{гр}}} + 1 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{\text{гр}}}}.$$

При $2\sigma = 400$ м и $r_c = 0,1$ м получаются значения, приведенные в табл. 4.14.

Как видно из этой таблицы, гидроразрыв нефтяного пласта (при длине вертикальной трещины $l_{\text{гр}} = 10\div 40$ м), проведенный по всем добывающим и нагнетательным скважинам, увеличивает их общую продуктивность в 1,4–2 раза.

Далее определим эффективность гидроразрыва нефтяного пласта по скважинам, у которых до того по прискважинному участку радиусом $R_5 = 4,75$ м проницаемость была ухудшена в 10 раз, вследствие чего коэффициенты продуктивности и при-

Таблица 4.14

Значения ν – увеличения продуктивности за счет гидроразрыва нефтяного пласта при различных значениях $l_{гр}$ – длины вертикальной трещины и μ_* – соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях

μ_*	Ω_r без ГРП	$l_{гр}, \text{ м}$			
		5	10	20	40
1	5,112	1,349	1,527	1,758	2,073
4	3,570	1,301	1,447	1,629	1,863
9	3,284	1,288	1,425	1,595	1,810
16	3,185	1,283	1,417	1,582	1,791
25	3,138	1,280	1,413	1,576	1,781

емистости скважин были снижены в 5,5 раза. При этом внутреннее фильтрационное сопротивление были увеличены в 6,84 раза.

Геометрическое фильтрационное сопротивление до проведения в скважинах гидроразрыва пласта было равно

$$\Omega_r = 5,5 \cdot \left[\frac{1}{\mu_*} \cdot 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + \frac{2\sigma}{2\sigma} + 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} \right],$$

а после проведения гидроразрыва пласта в добывающих и нагнетательных скважинах стало равно

$$\Omega_{гр} = \frac{1}{\mu_*} \cdot 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр} - 2 \cdot R_5} + \frac{2\sigma}{2\sigma} + 2 \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр} - 2 \cdot R_5}.$$

При этом коэффициент уменьшения фильтрационного сопротивления и увеличения продуктивности скважин стал равен

$$\nu = \frac{\Omega_r}{\Omega_{гр}} = \frac{5,5 \cdot \left[\frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + 1 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} \right]}{\frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр} - 2 \cdot R_5} + 1 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр} - 2 \cdot R_5}}.$$

При $2\sigma = 400$ м, $r_c = 0,1$ м и $2R_5 = 9,5$ м получаются значения, приведенные в табл. 4.15.

Из этой таблицы видно, что, если прискважинный участок нефтяного пласта радиусом $R_5 = 4,75$ м сильно засорен и его проницаемость уменьшена в 10 раз, а продуктивность скважины уменьшена в 5,5 раза, то применение гидроразрыва пласта и создание вертикальной трещины длиной 20–40 м восстанавливает и увеличивает продуктивность скважины в 8–10 раз.

А если засорена ближайшая прискважинная зона нефтяного

Таблица 4.15

Значения v – увеличения продуктивности за счет гидроразрыва нефтяного пласта при различных значениях $l_{гр}$ – длины вертикальной трещины и μ_* – соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях

μ_*	Ω_r без ГРП	$l_{гр}, \text{ м}$		
		20	40	80
1	28,116	8,476	10,656	13,356
4	19,635	8,019	9,701	11,614
9	18,062	7,897	9,455	11,191
16	17,518	7,852	9,365	11,038
25	17,259	7,828	9,319	10,960

пласта радиусом $R_2 = 47$ см и диаметром $2R_2 = 94$ см $\cong 1$ м и проницаемость этой прискважинной зоны уменьшена в 10 раз, а продуктивность скважины уменьшена в 2,8 раза, то применение гидроразрыва нефтяного пласта во всех добывающих и нагнетательных скважинах уменьшает общее фильтрационное сопротивление и увеличивает общую продуктивность во столько раз

$$v = \frac{\Omega_r}{\Omega_{гр}} = \frac{2,8 \cdot \left[\frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + 1 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} \right]}{\frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр} - 2 \cdot R_2} + 1 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l_{гр} - 2 \cdot R_2}}.$$

При $2\sigma = 400$ м, $r_c = 0,1$ м и $2R_2 = 1$ м получаются значения, приведенные в табл. 4.16.

Таблица 4.16

Значения v – увеличения продуктивности за счет гидроразрыва нефтяного пласта при различных значениях $l_{гр}$ – длины вертикальной трещины и μ_* – соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях

μ_*	Ω_r без ГРП	$l_{гр}, \text{ м}$				
		5	10	20	40	80
1	14,314	3,640	4,191	4,835	5,768	7,043
4	9,996	3,530	3,984	4,518	5,189	6,075
9	9,195	3,498	3,926	4,426	5,043	5,844
16	8,918	3,487	3,906	4,393	4,989	5,759
25	8,786	3,480	3,895	4,374	4,962	5,716

Из этой таблицы видно, что при длине вертикальной трещины 20–40 м продуктивность увеличивается в 4,4–5,8 раза.

При длине вертикальной трещины 20–40 м, во-первых, восстанавливается природная продуктивность нефтяного пласта (до того уменьшенная в 2,8–5,5 раза), во-вторых, продуктивность дополнительно увеличивается в 1,5–2 раза.

В последнем примере прискважинный участок нефтяного

пласта, где происходит засорение и значительное снижение проницаемости, имеет радиус $R_2 = 47$ см. В таких случаях вместо гидроразрыва пласта вполне возможно применить интенсивную глубокую перфорацию с перфорационными каналами глубиной 50–100 см и радиусом $r_{c*} = 0,5$ см, при числе перфорационных каналов на 1 м эффективной толщины нефтяных пластов, равном 10 или 20.

На рис. 4.18 схематично показана часть скважины с глубокой перфорацией. При этом геометрическое фильтрационное сопротивление равно

$$\begin{aligned}\Omega_{\text{гп}} &= \frac{1}{\mu_*} \cdot 2 \cdot \left[\frac{h_*}{l-\varepsilon} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{h_*}{2\pi \cdot r_{c*}} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l-\varepsilon} \right] + \frac{2\sigma}{2\sigma} + \\ &+ 2 \cdot \left[\frac{h_*}{l-\varepsilon} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{h_*}{2\pi \cdot r_{c*}} + \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l-\varepsilon} \right] = \\ &= \frac{1}{\mu_*} \cdot \left[\frac{h_*}{l-\varepsilon} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{h_*}{2\pi \cdot r_{c*}} + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l-\varepsilon} \right] + 1 + \\ &+ \left[\frac{h_*}{l-\varepsilon} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{h_*}{2\pi \cdot r_{c*}} + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l-\varepsilon} \right],\end{aligned}$$

где $\varepsilon = R_2 - r_c$;

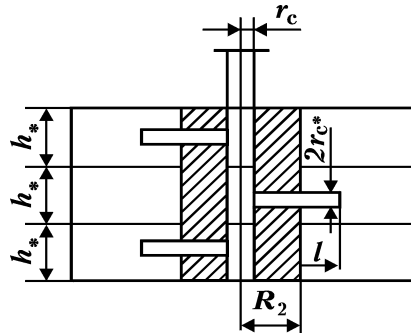


Рис. 4.18. Схема части скважины с глубокой перфорацией

$$q = \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{сн}} - P_{\text{сз}}}{\frac{1}{\mu_*} \cdot 2 \cdot \left(\frac{h_*}{l-\varepsilon} + \frac{1}{2\pi} \ln \frac{h_*}{2\pi \cdot r_{c*}} + \frac{1}{2\pi} \ln \frac{2\sigma}{l-\varepsilon} \right) + \frac{2\sigma}{2\sigma} + 2 \cdot \left(\frac{h_*}{l-\varepsilon} \cdot \frac{1}{2\pi} \ln \frac{h_*}{2\pi \cdot r_{c*}} + \frac{1}{2\pi} \ln \frac{2\sigma}{l-\varepsilon} \right)},$$

где $\varepsilon = R_2 + r_c$.

А коэффициент уменьшения фильтрационного сопротивления или увеличения продуктивности системы добывающих и

нагнетательных скважин с интенсивной глубокой перфорацией равен

$$v = \frac{\Omega_r}{\Omega_{rp}} = \frac{2,8 \cdot \left[\frac{1}{\mu_*} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} + 1 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_c} \right]}{\frac{1}{\mu_*} \cdot \left[\frac{h_*}{l-\varepsilon} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_{c*}} \right] + 1 + \left[\frac{h_*}{l-\varepsilon} \cdot \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{2\pi \cdot r_{c*}} + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{2\sigma}{l-\varepsilon} \right]}.$$

При $2\sigma = 400$ м, $r_c = 0,1$ м, $R_2 = 0,5$ м, $\varepsilon = R_2 - r_c = 0,4$ м,
 $h_* = \frac{1}{10} = 0,1$ м, $r_{c*} = 0,005$ м

$$v = \frac{\Omega_r}{\Omega_{rp}} = \frac{\frac{5,754}{\mu_*} + 2,8 + 5,754}{\frac{1}{\mu_*} \cdot \left[\frac{0,1}{l-0,4} \cdot 0,3686 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{400}{l-0,4} \right] + 1 + \left[\frac{0,1}{l-0,4} \cdot 0,3686 + \frac{1}{\pi} \cdot \ln \frac{400}{l-0,4} \right]}$$

получаются значения, приведенные в табл. 4.17.

Таблица 4.17

Значения v – увеличения продуктивности за счет интенсивной глубокой перфорации нефтяных пластов при различных значениях l – глубины перфорации и μ_* – соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти

μ_*	Ω_r без глубо- кой перфо- рации	l , м				
		0,5	0,6	0,7	1,0	1,5
1	14,314	2,040	2,306	2,458	2,720	2,969
4	9,996	2,100	2,349	2,489	2,728	2,951
9	9,195	2,117	2,362	2,498	2,730	2,945
16	8,918	2,125	2,368	2,502	2,732	2,943
25	8,786	2,128	2,370	2,503	2,732	2,942

Из этой таблицы видно, что интенсивная глубокая перфорация с глубиной перфорационных каналов 50–70 см позволяет на 70–90 % восстановить первоначальную продуктивность нефтяных пластов; при глубине перфорационных каналов 1–1,5 м позволяет на 97 % восстановить первоначальную продуктивность пластов и даже превысить ее на 5–6 %.

Пока здесь были рассмотрены лучшие по своей форме вертикальные трещины, расположенные вдоль добывающих и нагнетательных рядов, которые дают только положительные эффекты: увеличивают продуктивность скважин и даже уменьшают неравномерность вытеснения нефти закачиваемой водой и по этой причине в какой-то мере увеличивают нефтеотдачу пластов. Такую трещину можно себе представить в виде ко-

роткой галерейной выработки или галереи. Поэтому становится понятным простой принцип построения формул дебитов скважин после применения гидроразрыва пласта и относительного увеличения их продуктивности. Но эти формулы оказываются достаточно универсальными, они вполне применимы при создании вертикальных трещин не параллельных, а перпендикулярных линий рядов, если длина вертикальных трещин меньше 10–20 % расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами. Проблема возникает не в определении дебитов, а в определении неравномерности вытеснения нефти. При создании перпендикулярных вертикальных трещин уже не уменьшается, а, наоборот, увеличивается неравномерность вытеснения нефти. Приведем числовой пример: пусть расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами равно $2\sigma = 400$ м, а длина каждой вертикальной трещины равна $l_{\text{тр}} = 80$ м. При этом соотношение длин самой длинной и самой короткой линий тока, идущих от нагнетательной скважины к добывающей, будет:

до проведения гидроразрыва

$$M = \frac{\sigma + 2\sigma + \sigma}{2\sigma} = 2,$$

после проведения гидроразрыва пласта:

при создании продольных вертикальных трещин

$$M = \frac{2\sigma + 2\sigma - l}{2\sigma} = 2 - \frac{l}{2\sigma};$$

при создании поперечных вертикальных трещин

$$M = \frac{2\sigma + 2\sigma}{2\sigma - l} = \frac{2}{1 - \frac{l}{2\sigma}}.$$

Соответственно геометрическая неравномерность вытеснения нефти, характеризуемая квадратом коэффициента вариации, будет

$$V_r^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{(M-1)^2}{M};$$

до проведения гидроразрыва пласта

$$V_r^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{(2-1)^2}{2} = 0,333;$$

после проведения гидроразрыва при создании продольных вертикальных трещин

$$V_{\Gamma}^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{(2-0,2-1)^2}{2-0,2} = 0,237;$$

после проведения гидроразрыва при создании поперечных вертикальных трещин

$$V_{\Gamma}^2 = \frac{2}{3} \cdot \frac{\left(\frac{2}{1-0,2}-1\right)^2}{\frac{2}{1-0,2}} = 0,600.$$

При действительной послойной неоднородности нефтяного пласта по проницаемости, характеризуемой квадратом коэффициента вариации $V^2 = 0,333$, результирующая неравномерность вытеснения нефти

$$V^2 = (1 + V_1^2) \cdot (1 + V_{\Gamma}^2) - 1.$$

При этом коэффициент использования подвижных запасов нефти определяется таким образом:

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot A;$$

$$K_{3н} = \frac{1}{1,2 + 4,2 \cdot V^2}; \quad K_{3к} = \frac{1}{0,95 + 0,25 \cdot V^2};$$

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2} = \frac{0,95}{(1 - 0,95) \cdot 3 + 0,95} = 0,864.$$

Таблица 4.18

Схема заводнения	V_1^2	V_{Γ}^2	V^2	$K_{3н}$	$K_{3к}$	A	K_3
Линейное заводнение без применения гидроразрыва	0,333	0,333	0,777	0,224	0,874	0,864	0,744
Линейное заводнение с применением гидроразрыва. Продольные вертикальные трещины	0,333	0,237	0,649	0,255	0,899	0,864	0,770
Линейное заводнение с применением гидроразрыва. Поперечные вертикальные трещины	0,333	0,600	1,133	0,168	0,810	0,864	0,682

Из табл. 4.18 видно, что применение гидроразрыва с продольными вертикальными трещинами увеличивает величину K_3 – коэффициента использования подвижных запасов нефти и соответственно величину $K_{но}$ – коэффициента нефтеотдачи пластов в $\frac{0,770}{0,744}=1,035$ раза, а поперечные вертикальные трещины по сравнению с продольными вертикальными трещинами, наоборот, уменьшают коэффициент использования подвижных запасов нефти и коэффициент нефтеотдачи пластов в $\frac{0,770}{0,682}=1,129$ раза.

Поскольку возможно определять эффективность как продольных, так и поперечных вертикальных трещин, то, значит, можно определять эффективность всех других вертикальных трещин и промежуточных между продольными и поперечными.

Несравненно сложнее определять эффективность горизонтальных трещин, если нефтяные пласты не являются монолитными – если они разделены непроницаемыми прослоями на отдельные обособленные нефтяные слои и горизонтальные трещины пойдут не по всем, а по отдельным нефтяным слоям. При этом будет значительно меньше увеличение продуктивности нефтяных пластов и значительно больше увеличение неравномерности вытеснения нефти. Поэтому встает резонный вопрос: а надо ли проводить такой гидроразрыв пласта, который создает горизонтальную трещину?

Расчеты показывают, что эффективность гидравлического разрыва зонально однородного нефтяного пласта не столь велика – продуктивность скважин повышается всего в 1,3–2 раза; что главный эффект (увеличение продуктивности скважины в 3–5 и более раз) связан с разрывом небольшой прискважинной сильно засоренной зоны нефтяного пласта, где проницаемость снижена в 10 и более раз.

Но для преодоления таких прискважинных низкопроницаемых зон нефтяного пласта можно применять не только гидравлический разрыв пласта, но и другие средства, например интенсивную глубокую перфорацию с глубиной перфорационных каналов 50–100 см и более. Тем более, что гидравлический разрыв пласта по длине и ориентации трещин в значительной мере имеет случайный характер, связанный с риском аварийности и потери некоторого числа скважин. Тогда как глубокая перфорация является контролируемой и управляемой и не связана с таким заметным риском аварийности и потери скважин.

В заключение отметим интересные фактические данные и результаты расчетов по многим нефтяным месторождениям Западной Сибири (Ватинское, Ермаковское, Кетовское, Мегионское, Новопокуровское, Покамасовское и Южно-Аганское), опубликованные Р.М. Курамшиным [4]:

1 – Кратность увеличения дебита нефти добывающих скважин после проведения ГРП в среднем равна 6.

По нашему мнению, такая высокая эффективность ГРП связана с преодолением прискважинной низкопроницаемой засоренной зоны пластов, которая по одним скважинам была засорена и не освоена в процессе бурения, по другим скважинам была засорена в процессе эксплуатации. По нашей оценке, радиус зоны засорения около 0,5 м.

2 – Темп снижения продуктивности скважин во времени до проведения ГРП и после проведения ГРП примерно одинаковый.

В среднем закономерность снижения продуктивности представляется следующей формулой – уравнением прямой линии:

$$y = b \cdot (1 - \alpha \cdot t) = 0,8 \cdot (1 - 0,25 \cdot t),$$

где t – в годах.

Те же самые данные в нашей интерпретации дают следующую среднюю закономерность снижения дебита нефти:

$$\frac{q}{q_0} = e^{-\alpha \cdot t} = e^{-0,3 \cdot t},$$

где t – тоже в годах.

В качестве иллюстрации этой формулы приведем следующие данные:

t , годы.....	1	2	3	4	5	6
$\frac{q_0}{q}$, доли.....	0,741	0,549	0,407	0,301	0,223	0,165
$\frac{q_0}{q}$, единицы.....	1,35	1,82	2,46	3,32	4,48	6,05

По этим данным видно, что через 6 лет эксплуатации продуктивность скважин снизится в среднем в 6 раз и достигнет того уровня, который был до проведения ГРП.

Однако такая технология бурения и эксплуатации скважин с массовым применением ГРП и 6-летним периодом падения их продуктивности может привести к существенным и значитель-

ным потерям запасов нефти. Поэтому необходимо совершенствовать технологию бурения и эксплуатации, не допускать столь значительного падения продуктивности скважин.

Здесь пока не была учтена аварийность, наблюдающаяся по скважинам при проведении ГРП, которая тоже приводит к потере скважин и запасов нефти. Поэтому необходимо совершенствование проведения ГРП.

Таким образом, здесь была рассмотрена причина эффективности гидравлического разрыва пласта и дан метод учета этой эффективности при проектировании разработки нефтяных месторождений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Книга завершена. В ней рассмотрены важнейшие проблемы разработки малопродуктивных нефтяных месторождений, состоящих из нефтяных пластов низкой и ультранизкой продуктивности.

Одним из главных средств в эффективном решении этих проблем является адаптивная система разработки месторождения, позволяющая недоразведанное месторождение начинать разрабатывать и промышленный процесс разработки сочетать с процессом доразведки. Эта система включает в себя применение квадратных сеток размещения скважин только стандартного дихотомического ряда сеток, которые образуются из первой, самой густой сетки (с площадью на скважину 1 га и расстоянием до соседних скважин 100 м) путем последовательных удвоений площади на скважину; такое сочетание сеток различных эксплуатационных объектов, чтобы вместе они образовывали максимально возможно равномерную общую сетку скважин; проектирование первоначальной регулярной площадной схемы заводнения с последующим переходом после бурения и исследования скважин к избирательному и приконтурному избирательному заводнению; применение индивидуальной закачки воды в нагнетательные скважины с помощью специальных малопроизводительных насосов, расположенных вблизи нагнетательных скважин, способных обеспечить любую необходимую закачку воды и любое необходимое давление нагнетания; применение глубокой перфорации, преодолевающей призабойную засоренную зону пластов; разбуривание по направлению от известного к неизвестному, от центра к периферии, от более продуктивного к менее продуктивному с оперативным разрежением и последующим сгущением сеток скважин.

Также важными средствами являются: рациональное объединение нефтяных пластов в эксплуатационные объекты, применение многопластовых скважин; применение пластоперекрывателей для закрытия обводненных обособленных нефтяных слоев и пластов; применение пологих и горизонтальных

скважин, гидравлического разрыва пластов; использование специальных химических средств для увеличения приемистости нагнетательных скважин в среднем в два раза и для закрытия обводненных обособленных нефтяных слоев и пластов.

Несомненно, важными средствами являются постоянный контроль за работой скважин и регулярная оптимизация их режимов работы.

При решении сложных проблем разработки малопродуктивных нефтяных месторождений обязательно надо учитывать все существенные параметры нефтяных пластов, в том числе зональную и послойную неоднородность по проницаемости, многослойность, различие подвижностей вытесняющего агента (воды) и нефти, включая уменьшение фазовой проницаемости для воды из-за остаточной нефти, различие физических свойств нефти и вытесняющего агента (воды), показатель снижения продуктивности скважин по нефти при снижении их забойного давления ниже давления насыщения, возможную долговечность скважин и другие.

Благодаря применению упомянутых и других средств разработка малопродуктивных нефтяных месторождений становится экономически рентабельной.

Малопродуктивные нефтяные месторождения, до настоящего времени не введенные в промышленную разработку, содержат многие сотни миллионов и миллиарды тонн геологических запасов нефти. Их ввод в экономически рентабельную промышленную разработку может быть существенным резервом развития нефтедобывающей промышленности России.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Голов Л.В., Волков С.Н.* Состояние строительства и эксплуатации горизонтальных скважин в России // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 7.
2. *Грайфер В.И., Лысенко В.Д.* О рациональном объединении нефтяных пластов в общий эксплуатационный объект // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 2.
3. *Желтов Ю.П.* Деформация горных пород. – М.: Недра, 1966.
4. *Курамшин Р.М.* Методика технико-экономического прогнозирования эффективности проведения ГРП // Нефтепромысловое дело. – 1999. – № 4.
5. *Лысенко В.Д., Грайфер В.И.* Способ разработки многопластовых месторождений // Патент РФ № 2142046.
6. *Лысенко В.Д.* Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2000.
7. *Лысенко В.Д.* О схематизации нефтяной залежи при расчете дебита // Труды ТатНИИ. – 1965. – Вып. VIII.
8. *Лысенко В.Д.* Проектирование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1987.
9. *Лысенко В.Д.* Теория разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1993.
10. *Маскет М.* Течение однородных жидкостей в пористой среде. – М.: Гостоптехиздат, 1949.
11. *Маскет М.* Физические основы технологии добычи нефти. – М.: Гостоптехиздат, 1953.
12. *Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г.* Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. – Казань: Таткнигоиздат, 1989.
13. *Муслимов Р.Х.* Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения. – Казань: изд. Казанского университета, 1979.
14. *Проектирование* разработки нефтяных месторождений /

А.П. Крылов, П.М. Белаш, Ю.П. Борисов и др. – М.: Гостоптехиздат, 1962.

15. *Способ* разработки зонально неоднородных по коллекторским свойствам залежей нефти/В.И. Грайфер, А.И. Комаров, В.Д. Лысенко и др.// Изобретение, а.с. 356344.

16. *Справочное* руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений: Добыча нефти/Под ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983.

17. *Справочное* руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений: Проектирование разработки/Под ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983.

18. *Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985.

19. *Щелкачев В.Н.* Избранные труды. 1990. – Т. 1. – (ч. 1, 2). – Т. 2 – М.: Недра.