

В. Г. Жогло, С. И. Гримус

**ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ
УСЛОВИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ
В ЗАСОЛОНЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ
(НА ПРИМЕРЕ ЗОЛОТУХИНСКОГО
И ОСТАШКОВИЧСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА)**

Гомель 2017

Жогло, В. Г. Геолого-гидродинамические условия разработки залежей нефти в засоленных карбонатных коллекторах (на примере Золотухинского и Осташковичского месторождений Припятского прогиба) / В. Г. Жогло, С. И. Гримус. – Гомель : ГГТУ им. П.О. Сухого, 2017. – 170 с. : ил. – ISBN 978-985-535-357-8.

Приведены результаты исследований по геолого-гидродинамическим условиям разработки залежей нефти в засоленных карбонатных коллекторах Золотухинского и Осташковичского месторождений. Выполнена типизация геолого-гидродинамических условий разработки и выделены расчетные схемы, отвечающие наиболее характерным типам фильтрационных обстановок при разработке нефтяных месторождений Припятского прогиба. Впервые созданы геолого-гидродинамические модели семилукской залежи нефти Золотухинского и Осташковичского месторождений, межсолевой залежи нефти Осташковичского месторождения, в которых реализовано изменение проницаемости пород-коллекторов в процессе разработки. Показано, что причиной лавинообразного обводнения продукции и формирования инверсионного режима эксплуатационных скважин, выражающегося в снижении дебита нефти при постоянном росте объема добываемой жидкости, является значительное увеличение проницаемости пласта, вызванное закачкой пресной воды в залежь и растворением катагенетического галита. Рост неоднородности пласта по фильтрационным свойствам за счет увеличения проницаемости засоленных пород-коллекторов при закачке пресной воды в залежь приводит к непрерывному преобразованию пространственной структуры фильтрационного потока таким образом, что по мере выработки запасов нефти происходит ускорение темпов обводнения продукции и снижение охвата залежи выработкой.

На геолого-гидродинамических моделях выполнены оценки эффективности применения мероприятий, направленных на изменение направлений фильтрационных потоков. По результатам моделирования установлено, что пространственная структура фильтрационного потока практически не деформируется под влиянием техногенного уменьшения проницаемости пласта в призабойной зоне скважины. Потокоотклоняющие технологии дают эффект в том случае, если расстояние между точкой воздействия на пласт и текущим водонефтяным контактом меньше размеров зоны, в пределах которой произошло существенное уменьшение проницаемости пласта.

Книга для специалистов в области разработки нефтяных месторождений, а также для преподавателей, аспирантов и студентов по направлению «Нефтегазовое дело».

Табл. 24, ил. 131, список лит. – 147 назв.

Рецензенты: глав. науч. сотрудник отд. геологии и минерагении платформенного чехла Института геологии РУП «Научно-производственный центр по геологии» акад. НАН Беларуси, д-р геолого-минерал. наук, проф. *А. А. Махнач*;
зав. лаб. геотектоники и геофизики Института природопользования НАН Беларуси канд. геолого-минерал. наук *Я. Г. Грибик*

*Рекомендовано к изданию Советом ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 7 от 20.03.2017 г.)*

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	5
Глава 1. ОБЩИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКАХ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ.....	7
1.1. Общая физическая характеристика геолого-гидрогеологических условий движения флюидов в трещиновато-пористых горных породах.....	7
1.2. Особенности коллекторских свойств карбонатных пород нефтяных залежей Припятского прогиба.....	12
1.3. Результаты полевых исследований по изучению коллекторских свойств саргаевско-семилуцких отложений северо-восточной части района г. Витебска.....	15
1.4. Геолого-гидрогеологические условия семилуцкой залежи нефти Золотухинского месторождения.....	18
1.5. Геолого-гидрогеологические условия семилуцкой залежи нефти Осташковичского месторождения.....	23
1.6. Геолого-гидрогеологические условия межсолевой залежи нефти Осташковичского месторождения.....	26
Глава 2. ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ СТРУКТУРЫ ФИЛЬТРАЦИОННОГО ПОТОКА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА.....	34
2.1. Типовые расчетные схемы нефтяных залежей и их обоснование на тестовых моделях пласта.....	35
2.2. Особенности формирования пространственной структуры фильтрационного потока при вытеснении нефти из гетерогенного засоленного пласта (тестовые эксперименты).....	41
Глава 3. ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ СТРУКТУРЫ ФИЛЬТРАЦИОННОГО ПОТОКА ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА.....	53
3.1. Особенности адаптации геолого-гидродинамических моделей нефтяных месторождений.....	55
3.2. Численная геолого-гидродинамическая модель семилуцкой залежи нефти Осташковичского месторождения.....	56
3.3. Оценка влияния фильтрационной неоднородности пласта на пространственную структуру фильтрационного потока при разработке семилуцкой залежи нефти Осташковичского месторождения.....	61
3.4. Анализ истории разработки семилуцкой залежи нефти Золотухинского месторождения.....	73
3.5. Численная геолого-гидродинамическая модель семилуцкой залежи нефти Золотухинского месторождения.....	75
3.6. Оценка влияния фильтрационной неоднородности пласта на пространственную структуру фильтрационного потока при разработке семилуцкой залежи нефти Золотухинского месторождения.....	79
3.7. Численная геолого-гидродинамическая модель межсолевой залежи нефти Осташковичского месторождения.....	86
3.8. Оценка влияния фильтрационной неоднородности пласта на пространственную структуру фильтрационного потока при разработке межсолевой залежи нефти Осташковичского месторождения.....	89

Глава 4. ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ СТРУКТУРЫ ФИЛЬТРАЦИОННОГО ПОТОКА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА	107
4.1. Имитационное моделирование мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта	108
4.2. Анализ и моделирование геолого-технических мероприятий по закачке потокоотклоняющих реагентов в семилукскую залежь нефти Золотухинского месторождения	117
4.3. Анализ и моделирование геолого-технических мероприятий по закачке потокоотклоняющих реагентов в межсолевую залежь нефти Осташковичского месторождения.....	127
Глава 5. ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ СТРУКТУРОЙ ФИЛЬТРАЦИОННОГО ПОТОКА	131
5.1. Моделирование процесса выработки остаточных запасов нефти	131
5.2. Моделирование форсированного отбора остаточных запасов нефти	135
5.3. Моделирование закачки природного газа	139
Заключение	155
Литература	157
Приложение	167

ВВЕДЕНИЕ

Повышение степени извлечения нефти из недр является одним из важнейших направлений деятельности практически всех нефтедобывающих государств. Для решения этой задачи используются самые разнообразные технологии воздействия на нефтяные пласты. В Российской Федерации и Республике Беларусь основным методом разработки является заводнение [38], [80]. Его применение позволило значительно повысить эффективность разработки нефтяных месторождений. Дополнительное увеличение нефтеотдачи пластов при заводнении в определенных условиях обеспечивают гидродинамические методы: циклическое воздействие с переменной направленности фильтрационных потоков, системная технология обработки призабойной зоны пласта, бурение горизонтальных скважин, гидравлический разрыв пласта и др. Вместе с тем, по мнению большинства российских специалистов, кардинального повышения среднего коэффициента нефтеотдачи можно достичь только при существенном увеличении масштабов применения «третичных» методов: тепловых, газовых и химических [80].

Существующие многообразные методы активного воздействия на пласт унифицированы с гидродинамической точки зрения и основаны на теории многофазной многокомпонентной фильтрации, оснащенной современными информационными технологиями и программными продуктами [41]. Принципиальной составляющей частью этих методов является классическая теория фильтрации флюидов в изотропной среде, в основе которой лежат закон Дарси и гипотеза о капиллярном давлении и относительных фазовых проницаемостях (ОФП) как универсальных равновесных функциях локальной насыщенности. Однако, как подчеркивают авторы [41], идейного продвижения в теории разработки месторождений углеводородов за последние 40–50 лет не произошло. Вместе с тем в последние десятилетия появились новые результаты, показывающие, что основные допущения классической теории не выполняются во многих практически важных случаях и далеки от использования в реальных проектах. Прежде всего, это месторождения с падающей добычей, с большой степенью обводненности; с трудноизвлекаемыми запасами в низкопроницаемых, неоднородных, анизотропных коллекторах, высоковязкие тяжелые нефти; техногенно измененные пласты; месторождения на больших глубинах [41].

К инновационным подходам в теории и технологиях разработки месторождений углеводородов авторы [41] относят дальнейшую разработку теоретических основ технологии воздействия на нефтегазовые месторождения в анизотропных структурах, включая комплекс лабораторных исследований ядра для определения фильтрационно-емкостных свойств анизотропных пористых сред, основанных на тензорном представлении абсолютной и относительной фазовой проницаемости, поиск новых технических решений, направленных на снижение обводненности скважин, увеличение коэффициента охвата пластов заводнением, изменение направленности фильтрационных потоков жидкости, выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин и пласта, повышение вытесняющей способности закачиваемой системы и др.

Практически такие же подходы применяются и в практике работ РУП «ПО «Белоруснефть». В условиях дефицита и истощения ресурсной базы углеводородного сырья поддержание добычи нефти на запланированных уровнях возможно только за счет повышения коэффициента извлечения нефти. Последнее может быть достигнуто за счет широкого внедрения новых технологий, направленных на активизацию выработки запасов [38].

Подходы, сформулированные в [38], [41], [80], отражают современное состояние рассматриваемой проблемы как в России, так и в Беларуси. Из анализа [38], [41], [80] и множества других русскоязычных источников, приведенных в списке ли-

тературы, четко прослеживаются две закономерности: 1) значительная часть применяемых и разрабатываемых технологий воздействия на нефтяной пласт ориентирована на управление структурой фильтрационного потока; при этом предполагается, что, воздействуя на призабойную зону пласта, можно изменять направления фильтрационных потоков в объеме всего объекта; 2) влияние геолого-гидрогеологических условий и роль пространственно-временных масштабных эффектов на структуру движения флюидов в пласте не только не учитывается, но даже не изучается.

Однако еще в 80-е гг. прошлого столетия выдающимся российским гидрогеологом и гидрогеодинамиком, членом-корреспондентом Академии наук России, профессором В. А. Мироненко в результате теоретических исследований, обработки богатого фактического материала и обобщения всех достижений советской и российской гидрогеологической школы доказано, что определяющими факторами формирования структуры движения и баланса подземных вод являются литолого-фациальное строение и условия залегания проницаемых и непроницаемых комплексов, условия питания и разгрузки подземных флюидов, фильтрационные свойства горных пород [93], [94].

В настоящей книге основное внимание уделено исследованию влияния геолого-гидрогеологических факторов на формирование пространственной структуры фильтрационных потоков (ПСФП) в процессе разработки нефтяных залежей. В прикладном отношении, на примере Золотухинского и Осташковичского нефтяных месторождений, упор сделан на использование геолого-гидродинамических факторов для количественного обоснования путей повышения эффективности работ по извлечению остаточных запасов нефти.

Глава 1

ОБЩИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКАХ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ

1.1. Общая физическая характеристика геолого-гидрогеологических условий движения флюидов в трещиновато-пористых горных породах

В гидрогеологии для характеристики пространственной гидродинамической обстановки формирования подземных вод широко используется понятие потока подземных вод как элемента с определенными структурными особенностями их течения, питания и разгрузки [140]. Основные физико-механические закономерности, управляющие движением подземных вод, реализуются в самых разнообразных геолого-гидрогеологических условиях. Для того чтобы наиболее четко отразить это важнейшее обстоятельство уже в исходной терминологической основе, В. М. Шестаков предложил пользоваться вместо традиционного понятия «фильтрация» термином «геофильтрация» [93]. В литературных источниках по нефтегазовой гидромеханике обычно употребляются понятия «фильтрационный поток», «поток флюида», «ламинарный поток», «радиальный поток» и т. д. [1], [8], [18], [72], [90], [141] чаще всего без увязки с геолого-гидрогеологическими условиями, в которых формируются эти потоки.

Представления о потоках подземных вод впервые были разработаны Г. Н. Каменским, выделившим их типы по условиям залегания водоносных толщ. Структура потока подземных вод включает в себя структуру балансовых форм (балансовую структуру), т. е. пространственное положение областей питания, разгрузки и транзита потока подземных вод с их качественной и количественной характеристикой, и структуру течения, т. е. характеристику направления течения в различных частях потока [71].

Особенностью нефтегазовых месторождений и контактирующих с ними подземных вод, в отличие от чисто гидрогеологических объектов, является отсутствие областей питания и фильтрационных потоков до начала разработки. Фильтрационные (геофильтрационные) потоки, которые формируются в процессе извлечения из недр флюидов (воды, нефти, газа), имеют техногенную природу, но структура их балансовых форм и движения зависит от геолого-гидрогеологических условий конкретного объекта и, следуя В. А. Мироненко, количественно характеризуется тремя группами главных факторов [93]:

- литолого-фациальным строением и условиями залегания проницаемых и непроницаемых комплексов пород;
- условиями питания и разгрузки приуроченных к этим комплексам подземных вод (как в естественном, так и в возмущенном состоянии);
- фильтрационными свойствами комплексов пород (с учетом их пространственной изменчивости).

Эти три группы природных факторов имеют принципиальный характер для понимания постановки задач подземной гидромеханики.

Литолого-фациальное строение и условия залегания проницаемых и непроницаемых комплексов пород. Раздельнозернистые и мягкие глинистые породы характеризуются порово-пластовым типом вод, причем в первых, образующих водоносные (нефтегазоносные) пласты, преобладает гравитационная вода, а во-вторых, слагающих непроницаемые (слабопроницаемые) пласты, преобладает связанная и, в

какой-то мере, иммобилизованная вода. В скальных и полускальных изверженных породах, а также в некоторых сильно метаморфизованных породах осадочного генезиса основное значение имеет трещинно-жильный тип вод с преобладанием свободных их разностей. В умеренно метаморфизованных породах преимущественно осадочного происхождения представлены пластовые воды порово-трещинного типа, причем в пористых блоках преобладают связанные и иммобилизованная разности воды. Профильными границами водоносных комплексов (залежей нефти и газа) служат контакты с непроницаемыми породами. Плановые границы определяются геологическими границами водоносных и нефтеносных (газоносных) структур (чаще всего контакты с непроницаемыми породами). Строение водоносных (нефтегазоносных) комплексов и соответственно структура фильтрационных потоков могут существенно усложняться дизъюнктивными тектоническими нарушениями как ввиду резкой смены фациально-литологических характеристик, так и вследствие интенсификации трещиноватости в прилежащих к нарушению зонах; поэтому тектонические нарушения часто необходимо рассматривать как границы водоносных (нефтегазоносных) комплексов – внешние или внутренние.

В подавляющем большинстве случаев протяженность водоносной (нефтегазоносной) структуры в плане многократно превышает ее мощность, что предопределяет для большей части структуры преобладающее направление траекторий движения частиц жидкости вдоль напластования, параллельно профильным непроницаемым границам водоносного (нефтегазоносного) комплекса [93].

Условия питания и разгрузки подземных флюидов (подземных вод, нефти и газа) в естественном и возмущенном состоянии. Питание и разгрузка подземных вод могут быть приуроченными к фиксированным плановым границам (внешним или внутренним) водоносной структуры или же носить рассредоточенный площадной характер. Для напорных пластов питание (разгрузка) по площади их распространения носит характер перетекания через слабопроницаемые (разделяющие) пласты (перемычки). Процесс этот может иметь место на больших площадях, и поэтому значение его иногда оказывается определяющим даже при очень малой проницаемости пород разделяющих слоев. Так как вода стремится пройти через слабопроницаемый пласт кратчайшим путем, то перетекание, в отличие от водоносных пластов, идет по траекториям, ориентированным примерно нормально к напластованию [93].

В нефтегазоносных комплексах пород питание, движение и разгрузка флюидов формируется после возникновения техногенных границ (добывающих и нагнетательных скважин, а также других горных выработок). Именно эти границы, в совокупности с геолого-гидрогеологическими (природными) условиями, и формируют пространственную структуру движения и баланс геофильтрационного потока в процессе разработки нефтегазовых месторождений.

На первом этапе разработки, когда используется только упругая энергия пласта, весь комплекс флюидонасыщенных пород в зоне дренирующего воздействия эксплуатационных скважин представляет собой область питания. Вода, нефть и газ, поступающие в добывающие скважины, формируются за счет их собственного расширения и снижения объема пустотного пространства пород при снижении пластового давления. При наличии гидравлической связи объекта разработки с поверхностными и подземными водоисточниками областью питания в течение неограниченного времени может быть законтурная водоносная область. После создания системы поддержания пластового давления (ППД) основными областями питания техногенного геофильтрационного потока становятся нагнетательные скважины.

Фильтрационные свойства комплексов пород. Как подчеркивает В. А. Мироненко [93], отличительной особенностью этой группы факторов является свойственная им пространственная неоднородность и анизотропия, обусловленная литолого-фациальной изменчивостью флюидовмещающих горных пород в плане и в разрезе, а для трещиноватых пород – также отражением неоднородности и анизотропии трещиноватости. При этом проницаемость пород даже в пределах одного литологического комплекса может изменяться на несколько порядков. Поэтому, в частности, внутри флюидовмещающих комплексов может потребоваться выделение дополнительных границ раздела, вдоль которых фильтрационные свойства претерпевают резкие изменения и соответственно часто существенно меняются структура и преобладающее направление фильтрационного потока. Например, при переслаивании проницаемых и относительно водоупорных пород фильтрация по первым идет преимущественно вдоль напластования, а по вторым – вкрест него [93].

Рассмотренные выше основные группы факторов должны быть прямо или косвенно представлены в любой расчетной модели, претендующей на более или менее адекватное описание реальных условий геофильтрации, причем такое представление должно в конечном счете выражаться некоторыми числовыми или топологическими показателями. Последние могут касаться положения внешних или внутренних геологических границ флюидоносных и водоупорных комплексов в плане и разрезе, а также положения контуров их питания и стока – как естественных, так и техногенного характера. Числовые показатели могут относиться непосредственно к характеристикам фильтрационного потока (напорам, давлениям, расходам, скоростям и т. п.), к свойствам фильтрующей среды (емкости и проницаемости флюидоносных или относительно водоупорных комплексов), к характеристикам питания или разгрузки подземных вод [93].

Перечисленные выше топологические и числовые показатели составляют необходимый, а в идеальном варианте изученности объекта – и достаточный комплекс исходных данных для геофильтрационных прогнозов. Однако особенность реальных геолого-гидрогеологических ситуаций состоит в том, что идеал в этом смысле никогда не достигается, и гидрогеологу или разработчику месторождений полезных ископаемых приходится на деле сталкиваться с хроническим дефицитом качественной исходной информации. Обусловлено это и ограниченностью числа точек наблюдений (большой частью – скважин), где производятся замеры или определения исходных величин, и погрешностями этих замеров (определений) и, наконец, всегда лишь ориентировочным характером наших физических представлений о геофильтрационных процессах, протекающих в конкретной ситуации. В результате, как подчеркивает выдающийся российский гидрогеолог и гидрогеодинамик, доктор геолого-минералогических наук, член-корреспондент РАН, профессор В. А. Мироненко [93], эта ситуация всегда описывается некоторой схематизированной расчетной моделью геофильтрационного потока, степень приближения которой к реальности зависит от всех только что отмеченных обстоятельств, да еще и от субъективного фактора – квалификации исполнителя. Вместе с тем, как констатирует В. А. Мироненко, даже в своем схематизированном представлении геофильтрационные потоки остаются весьма сложными физическими системами, поэтому адекватное аналитическое описание расчетной модели геофильтрационного потока часто оказывается задачей, практически невыполнимой. Это заставляет обращаться к моделированию геофильтрационных процессов [93, с. 97].

Современная теория разработки месторождений нефти и газа основывается на моделях фильтрации и их решениях, развитых в трудах Г. И. Баренблатта [7],

В. Н. Щелкачева и Б. Б. Лапука [141], И. А. Чарного [136], Э. С. Закирова [50], А. Ш. Газизова [18], Х. Азиза и Э. Сеттари [1], М. Маскета [90], J. Bear [144], R. E. Collins [146], A. E. Sheidegger [147] и многих других исследователей. Из числа белорусских исследователей следует отметить работы В. И. Зуя [51]–[56], В. Г. Левашкевича [53], [82], О. Ф. Мартынцова, А. А. Пахольчука и П. Б. Цалко [135], Р. В. Шаймуратова [139].

Методологической основой настоящей работы является системный подход к сложноорганизованным геологическим объектам, а также к происходящим в них процессам [77]. Комплексное изучение ПСФП при разработке нефтяных залежей основывается: на фундаментальных законах движения жидкостей и газов в разнообразных средах [Collins, 1961; Bear, 1972; Sheidegger, 1974; Баренблатт, 1984; Шестаков, 1979; Гавич, 1988; Всеволожский, 1991; Мироненко, 1996]; теоретическом знании и промысловом опыте о геологическом строении и коллекторских свойствах нефтяных залежей Припятского прогиба [Конищев, 1975; Демидович, 1979; Махнач, 1971; Махнач, 1980; Махнач, 1984; Цалко, 1986; Пахольчук, 1986; Махнач, 1989; Бескопыльный, 1997]; достижениях в области разработки нефтяных месторождений и добыче нефти [Басниев, 1993; Щелкачев, 2001; Газизов, 2002; Крылов, 2004; Басниев, 2005; Чарный, 2006; Салажев, 2013]; применении методов численного моделирования [Кричлоу, 1977; Ломакин, 1988; Майер, 2000; Закиров, 2001; Каневская, 2003; Азиз, 2004].

Фильтрационный перенос жидкостей и газов в пористых средах, возникающий при извлечении углеводородов, описывается системой определяющих уравнений (неразрывности, движения, состояния). Применяемые в настоящее время модели многофазной фильтрации основываются на классической модели Маскета–Мереса («blackoil model»), в которой углеводородная система аппроксимируется двумя компонентами: нефтью и газом, растворимым в нефти. Уравнение Маскета–Мереса в случае двухфазной фильтрации воды и нефти записывается в следующем виде [72, с. 18]:

$$\operatorname{div}\left(\frac{k_o}{\mu_o B_o}(\nabla p_o - \rho_o g \nabla z)\right) = \frac{\partial}{\partial t}\left(m \frac{S_o}{B_o}\right) + \tilde{q}_o; \quad (1.1)$$

$$\operatorname{div}\left(\frac{k_w}{\mu_w B_w}(\nabla p_w - \rho_w g \nabla z)\right) = \frac{\partial}{\partial t}\left(m \frac{S_w}{B_w}\right) + \tilde{q}_w, \quad (1.2)$$

где k – относительная фазовая проницаемость, доли ед.; индексы o и w относятся соответственно к нефтяной и водной фазам; μ – вязкость для соответствующей фазы, мПа·с; S – насыщенность (объемная доля флюида в порах) для соответствующей фазы, доли ед.; p – давление в соответствующей фазе, МПа; B – объемный коэффициент для соответствующей фазы, доли ед.; ρ – плотность соответствующей фазы, кг/м³; \tilde{q} – объемный расход, связанный с локальным источником/стоком (скважиной), м³/сут; g – ускорение свободного падения, м²/с; z – глубина текущей точки, м.

Понятие «фильтрационный поток» имеет несколько толкований в зависимости от целевого назначения исследований. В данной работе, согласно представлениям [86], [93], [140], фильтрационный (геофильтрационный) поток рассматривается как пространственно-временное выражение структуры движения и баланса жидкости (воды и нефти) при разработке нефтяных залежей с применением заводнения. Элементами фильтрационного потока являются: пластовое давление, насыщенность, расход потока и его скорость. Для выражения структуры фильтрационного потока

используется гидродинамическая сетка, представляющая собой систему линий равных давлений и ортогональных им линий тока. Различные формы фильтрационного потока (одномерные, профильные, плановые, планово-радиальные, пространственные) и их гидродинамические особенности рассмотрены в учебниках по гидрогеодинамике и подземной гидравлике [8], [15], [93], [102], [140].

Формирование фильтрационного потока в процессе разработки нефтяных залежей рассматривается нами на трех уровнях детальности: 1) зона дренирования эксплуатационной скважины (100–200 м); 2) межскважинное пространство; 3) вся нефтяная залежь и гидравлически связанная с ней водоносная область.

Классическим решением задачи о притоке несжимаемой жидкости к гидродинамически совершенной одиночной скважине является формула Дюпюи. Она определяет дебит скважины при плоскорадиальном притоке в условиях напорного режима и линейного закона фильтрации. Если на забое скважины и внешней границе пласта, совпадающей с контуром питания скважины, поддерживается постоянное давление, пласт однороден по проницаемости, фильтрация подчиняется закону Дарси, то дебит скважины определяется по зависимости (1.3) [141]:

$$Q = \frac{2\pi kh (p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (1.3)$$

где μ – вязкость пластового флюида, мПа · с; Q – объемный дебит жидкости, м³/сут; k – коэффициент проницаемости, мД; h – мощность пласта, м; p_k , p_c – давление на контуре питания и на забое скважины, МПа; R_k – радиус контура питания, м; r_c – радиус скважины, м.

Формула Дюпюи предполагает «идеальные» условия стационарного режима фильтрации однофазного несжимаемого флюида. Для описания многофазной фильтрации (воды и нефти) используется известная модификация формулы Дюпюи (1.4) с учетом относительных фазовых проницаемостей для каждой из фаз [102]:

$$Q = Q_w + Q_o = 2\pi h \left(\frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_o}{\mu_o} \right) \frac{(p_k - p_c)}{\ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (1.4)$$

В практике разработки в большинстве случаев эксплуатационные скважины характеризуются несовершенством по характеру и степени вскрытия пласта. Основы теории притока к несовершенной скважине были заложены М. Маскетом в 1943 г. [90]. Ее развитие получило в работах [144]–[147], посвященных задачам установившегося и неустановившегося притока жидкости и газа к несовершенным скважинам при линейном и нелинейном законах фильтрации. Особого внимания заслуживают работы И. А. Чарного [136], который разработал ряд новых научных задач подземной гидромеханики и теории фильтрации. Им заложены основы гидродинамических методов определения свойств пласта по данным эксплуатации скважин; для расчета упругого и упруго-водонапорного режима эксплуатации залежей развит метод последовательной смены стационарных состояний, который нашел свое продолжение в численном моделировании гидродинамических процессов разработки нефтяных залежей.

Крупные нефтяные месторождения эксплуатируются десятками и сотнями скважин, которые в процессе работы взаимодействуют между собой. Это влияние приводит к тому, что при вводе в эксплуатацию новых скважин суммарная добыча

на месторождении растет медленнее, чем увеличивается число скважин. Впервые теория взаимодействия скважин изложена В. Н. Щелкачевым [141]. В дальнейшем она развивалась в работах И. А. Чарного, Б. Б. Лапука, А. П. Крылова, К. С. Басниева и др. Для решения задач о взаимодействии скважин используются методы суперпозиций и отображения источников и стоков.

Изучение ПСФП при разработке нефтяных залежей Припятского прогиба проводится впервые. Поэтому методика исследований разрабатывалась в процессе выполнения работы и состояла из следующих этапов:

- схематизация природных условий объектов исследований для обоснования типовых расчетных схем фильтрации;
- постановка, реализация и интерпретация численных модельных экспериментов (моделков);
- разработка, калибровка (калибровка) и апробация геолого-гидродинамических моделей нефтяных залежей (объектов исследований);
- обоснование рекомендаций по управлению ПСФП с целью оптимизации выработки остаточных запасов нефти.

1.2. Особенности коллекторских свойств карбонатных пород нефтяных залежей Припятского прогиба

Коллекторские свойства нефтемещающих отложений оказывают определяющее значительное влияние на условия извлечения углеводородов на всех этапах эксплуатации месторождений, поэтому являются предметом постоянных разнонаправленных масштабных исследований. В качестве исходной информации о свойствах пород используются результаты анализа керна, геофизические данные, промысловые гидродинамические исследования пластов и скважин.

Комплексным исследованием коллекторских свойств пород охвачены все нефтяные структуры Припятского прогиба. Результаты этих исследований изложены в обобщающих работах Л. А. Демидовича, А. С. Махнача, П. Б. Цалко, А. А. Пахольчука, И. И. Урьева, П. Б. Цалко, В. С. Конищева, М. А. Рынского, И. П. Карасева [44], А. М. Ковхуто, В. Д. Порошина, а также в производственных отчетах РУП «ПО «Белоруснефть» БелНИПИнефть, РУП «НПЦ по геологии».

Коллекторские свойства карбонатных пород являются функцией седиментогенеза, постседиментационных процессов, тектонического фактора и других процессов, протекающих на их фоне [83], [91], [92], [103], [108], [120], [135]. Среди множества вторичных процессов, изменяющих первичную структуру пустотного пространства пород, наибольший интерес вызывают метасоматическая доломитизация, выщелачивание, диагенетическая трещиноватость, минеральное выполнение пустотного пространства [91].

Трещины в карбонатных отложениях встречаются повсеместно, но их роль в обеспечении емкостных и фильтрационных свойств весьма различна. Трещины установлены в плотных низкопористых и высокопористых разностях карбонатных пород. Как правило, это трещины тектонического происхождения, встречаются также разновидности литогенетических трещин: напластования (параллельные слоистости) и внутрислойных (нормальные к слоистости) [91], [92]. Тектонические трещины встречаются по всему разрезу девонских отложений. Наибольшая трещиноватость отмечается в породах семилукского, елецкого и задонского горизонтов, что связано с этапами относительной активизации тектонических процессов на территории прогиба. Крупные разрывные нарушения, способствуя возникновению мелких трещин, оказывают существенное влияние на формирование коллекторских свойств пород. Емкостные свойства улучшаются только при наличии тектоно-постседиментационных тре-

щин, когда по ним происходит кавернообразование. По данным, приведенным в [37], раскрытость эффективных трещин в известняках, доломитизированных песчаниках и доломитах изменяется от 8 до 50 мкм, преобладают трещины с раскрытостью до 20 мкм, трещинная пористость на превышает 2 %, трещинная проницаемость изменяется от 2 до 138 мД. В глинисто-карбонатных породах раскрытость трещин составляет 20–30 мкм, трещинная пористость достигает 0,3 %, трещинная проницаемость – 60 мД. Максимумы тектонической трещиноватости карбонатных отложений в Припятском прогибе приурочены к сводам и присводовым участкам структур, их периклинальным окончаниям или крупным тектоническим нарушениям, т. е. местам наибольшей концентрации тектонических напряжений. Причем, как отмечает ряд исследователей [10], [74], наибольшая объемная плотность активных трещин развита на расстоянии от 200–300 м до 2–3,5 км от разломов. В пределах этих участков улучшаются коллекторские свойства карбонатных отложений, к ним чаще приурочены высокодебитные скважины [10]. Пример наличия аномальнодебитных скважин в зонах трещиноватости – это ряд скважин, эксплуатирующих подсолевые отложения Осташковичского месторождения. В работе [135] показано, что основные системы тектонических трещин в породах семилукского горизонта Осташковичского, Вишанского и других нефтяных месторождений ориентированы параллельно простиранию региональных нарушений, ограничивающих месторождения с юга. Системы этих трещин в настоящее время в условиях разработки семилукской залежи являются путями фильтрации флюидов, а в прошлом служили основными путями продвижения вод, выщелачивающая способность которых привела к формированию трещинной емкости. Предположение о наличии линейных форм трещиноватости в семилукском горизонте подтверждается и результатами гидродинамического моделирования истории разработки. Семилукская залежь Осташковичского месторождения ограничена с юга сложно построенной системой сбросов вдоль зоны Речицко-Вишанского разлома.

Промышленная эксплуатация семилукской залежи была начата в апреле 1967 г. скважиной № 3, фонтанный дебит нефти которой составил 267 т/сут, а через два месяца эксплуатации – 476 м³/сут. Дебит нефти скважины № 33, введенной в эксплуатацию в 1969 г., за четыре года промышленной эксплуатации изменялся от 121 до 1162 м³/сут. По результатам решения обратной задачи на гидродинамической модели семилукской залежи было установлено, что аномальнодебитные скважины № 3, 33, а также другие высокодебитные скважины пробурены в линейно-региональной зоне активной трещиноватости, размеры которой в плане составляют 140–210 м, а ее исходная проницаемость – 3200 мД. Непосредственно в зонах разломов большинство трещин залечено ангидритом, галитом, гипсом, кальцитом, глиной. Это объясняет ухудшение на более близком расстоянии к разрывному нарушению коллекторских свойств, что подтверждается результатами эксплуатации нефтяных скважин. Например, некоторые скважины, эксплуатирующие межсолевые отложения Березинского месторождения, характеризуются низкими дебитами нефти. Низкие значения пористости и проницаемости продуктивных отложений в значительной мере связаны с развитием на этих площадях катагенетической, в первую очередь, галитовой минерализации [91], [132]. Пересечение пород разрывными нарушениями способствует, как, например, на Березинском месторождении, растворению соленосных отложений, а также поступлению рапы в коллектор и переотложению в пустотном пространстве галита, вплоть до полного его выполнения. Катагенетическая галитовая минерализация привела к значительному снижению пористости и проницаемости пород-коллекторов межсолевых и подсолевых отложений практически на всех месторождениях нефти Припятского прогиба [76], [91], [122], [123], [132].

Проблемным моментом в практике разработки нефтяных месторождений является также использование граничных величин пористости для обоснования границы между породами коллекторами и неколлекторами (перемычками, слабопроницаемыми слоями). Считается, что блоковая часть породы с пористостью ниже установленного критического значения является непроницаемой и не учитывается при подсчете запасов нефти. Породам-неколлекторам при подсчете запасов, и нередко при гидродинамическом моделировании, присваивается нулевая пористость и проницаемость. Большинство существующих подходов к выделению пород-неколлекторов основаны на сопоставлении петрофизических и коллекторских параметров некоторого прослоя в скважине с результатами опробования пласта или признаками проникновения фильтрата бурового раствора.

Нижний предел продуктивной емкости для подсолевых отложений Осташковского месторождения оценивается величиной 4,5 %, для межсолевых отложений – 3,5 %. Из опыта разработки нефтяных месторождений Припятского прогиба известны примеры, когда при низкой пористости пород, редко достигающей 3 %, из залежей извлекаются значительные запасы углеводородов. И наоборот, несмотря на высокую пористость (кавернозность) пород, притоки углеводородов к скважинам незначительны и кратковременны. Например, коллекторы задонских и елецких отложений Золотухинского месторождения по результатам исследования керна имеют низкую емкость (3–5 %) и весьма низкую проницаемость (1 мД). Тем не менее дебиты некоторых скважин здесь превышают 1000 м³/сут, в то время как в соседних скважинах с весьма близким по литологическому составу разрезом отложений наблюдается полное отсутствие притоков, что свидетельствует о значительной роли трещиноватости в фильтрации.

Из фундаментальных работ по региональной гидрогеологии известно, что все типы геофильтрационных сред осадочного чехла при определенном строении и условиях залегания можно рассматривать как слабопроницаемые [14], [15]. Результаты исследования фильтрации в глинистых породах В. М. Гольдберга, В. И. Дюнина показали, что глины характеризуются очень малой, но конечной величиной проницаемости, отличной от нуля. Проницаемость глин связана с их трещиноватостью. Наличие трещин в слабопроницаемых глинистых образованиях может решающим образом изменить протекание в них фильтрационных процессов в условиях полного насыщения [95]. В работах К. И. Багринцевой показано, что величина открытой пористости пород не является критерием оценки их как коллекторов. Решающая роль принадлежит фильтрационной характеристике [6].

В монографии [99] проблема пород-неколлекторов рассматривается с позиций концепции эффективного порового пространства. Авторы показывают, что отказ от понятия «неколлекторы» и придание им статуса низкопроницаемых пород-коллекторов с реальными значениями ФЕС позволит создать более эффективные технологии разработки залежей нефти и газа.

Некоторый интерес для целей разработки и гидродинамического моделирования представляет установление функциональной зависимости между пористостью и проницаемостью карбонатных пород. Универсальная зависимость между этими параметрами не найдена. Можно лишь утверждать, что любая проницаемая горная порода пориста, тогда как не любая пористая порода является проницаемой [94]. Известно, что породы одной пористости могут иметь разные значения коэффициента проницаемости. Выявление связи между этими параметрами имеет практический смысл, если керн, по которому определялись пористость и проницаемость, по количеству и качеству объективно отображает соответствующие литологические разно-сти. Для отдельных нефтяных залежей, например, межсолевых отложений Осташко-

вического месторождения, такая зависимость устанавливается и используется нами для приближенных оценок. Для пористых и кавернозно-пористых пород-коллекторов Осташковичского месторождения коэффициенты корреляции между коэффициентами пористости и проницаемости составили 0,55 и 0,75 соответственно [75]. С другой стороны, статистические данные о соотношении этих параметров, например, для карбонатных пород, показывают, что при радиусе межзерновых пор менее 4–5 мкм и проницаемости менее 10 мД корреляционная связь между ними очень низкая и не может быть использована для практических целей.

Все чаще в научных публикациях появляются работы, направленные на микроструктурные исследования порового пространства и оценку изменений коллекторских свойств в процессе разработки нефтяных залежей. В научной периодике из года в год наблюдается преобладание ядерных исследований. Рассматриваются вопросы детального анализа геометрических параметров порового пространства для дальнейшего использования в детерминированных моделях. Считается, что таким образом достигается более глубокий уровень научных исследований. Результаты ядерных исследований масштабируются на месторождения и отождествляются с элементами различных уровней неоднородности. Однако величины коллекторских свойств, определенные по ядру, характеризуют лишь матрицу породы в точках отбора ядра и не представительны для межскважинного пространства и в целом для всего месторождения.

Несмотря на высокую степень изученности коллекторских свойств пород на объектах разработки РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», накопилось большое количество скважин, по которым не получены притоки нефти, либо их дебиты были очень низкими даже после применения различных способов интенсификации притока. Одна из очевидных причин – отсутствие данных о строении и свойствах всего породного массива, которые невозможно получить при изучении ядра. Поэтому необходимы системные исследования, затрагивающие результаты не только геологических наук, но и гидродинамики, математического моделирования фильтрационных процессов, теории и практики разработки нефтяных месторождений.

1.3. Результаты полевых исследований по изучению коллекторских свойств саргаевско-семилукских отложений северо-восточной части района г. Витебска

Разнообразие геологического строения нефтяных месторождений указывает на сложность изучения ФЭС пород-коллекторов подсолевых и межсолевых отложений Припятского прогиба и истории их формирования. Поэтому большой практический и научный интерес приобретают исследования разновозрастных отложений в доступных для изучения естественных обнажениях. В рамках выполнения НИР № 46 (2013–2014 гг.) [57] проводилась сравнительная характеристика условий формирования и постседиментационного преобразования карбонатных саргаевско-семилукских отложений Припятского прогиба и области их развития в 18 км к северо-востоку от г. Витебска, где эти отложения вскрыты карьером Гралево (рис. 1.1, а). Исследования выполнялись совместно с сотрудниками отдела литологии РУП «НПЦ по геологии». Результаты этих исследований изложены в работах [57], [129]. Особый интерес представляет изучение фильтрационной неоднородности пород саргаевско-семилукских отложений в стенках карьера Гралево. Учитывая то обстоятельство, что до речичского времени разновозрастные изучаемые породы формировались в сходных условиях, можно использовать особенности строения явно наблюдаемых саргаевско-семилукских пород для описания аналогичных пород в Припятском прогибе.



a)



б)

Рис. 1.1. Фотографии общего вида: *a* – карьера Гралево; *б* – поверхностей напластования (плоскости отдельности) в саргаевско-семилукских отложениях в его стенке (высота стенки карьера 15 м)

Обозначим только лишь те особенности саргаевско-семилуцких отложений в районе Витебска, которые можно считать модельными для разновозрастных изучаемых пород северо-восточной части Припятского прогиба. Эти особенности учитывались в процессе создания и адаптации геолого-гидродинамических моделей исследуемых нефтяных залежей. Ниже приводится их характеристика на основании НИР [129].

В стенках карьера Гралево отчетливо наблюдается чередование пластов высокопористых и высококавернозных доломитов с пластами очень плотных пород, т. е. распределение пористости и кавернозности по разрезу весьма неоднородное (рис. 1.2). Это связано с проявлением процесса выщелачивания, наиболее интенсивного в тех породах, которые более богаты органическим веществом, чем вмещающий субстрат. Процесс выщелачивания имел место в обоих сравниваемых регионах. Разница в том, что в Припятском прогибе он наиболее ярко проявился во время предречицкого перерыва в осадконакоплении и охватил преимущественно верхнюю часть семилуцкого горизонта, а в районе г. Витебска, где франская толща перекрыта непосредственно квартером, карстовый процесс охватил почти всю эту толщу. В условиях слабой глубинной расчлененности дна бассейна в саргаевское и семилуцкое время образовывались маломощные пластообразные органогенные постройки (калитры, биостромы, биогермные пласты), реже – строматолитовые и зоогенные биогермы. Такие тела установлены на Осташковичской, Давыдовской, Вишанской и многих других площадях Припятского прогиба [129].

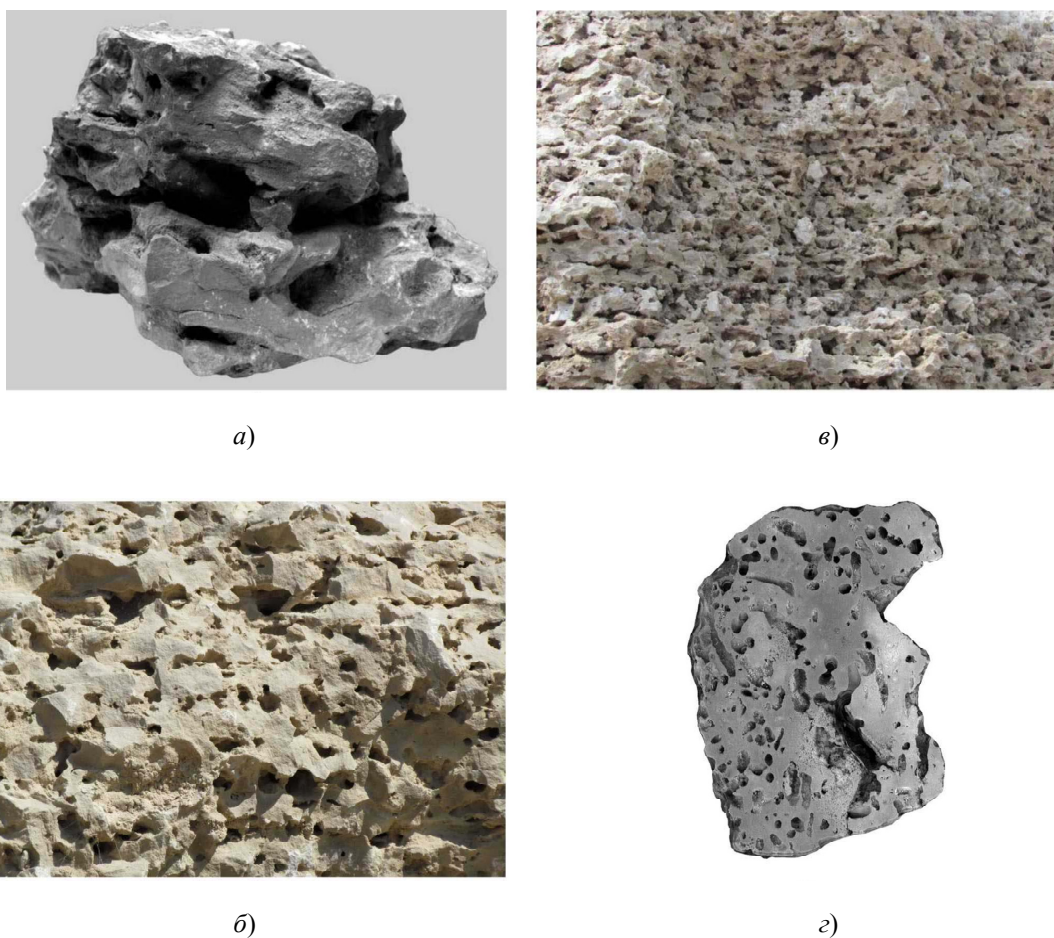


Рис. 1.2. Фотографии закарстованных франских доломитов из карьера Гралево с пещеристыми полостями (а) и кавернами выщелачивания более крупного (б) и менее крупного (в, г) размера

Плоскости напластования, хорошо наблюдаемые в стенках карьера Гралево, представляют собой элементы фильтрационной неоднородности саргаевско-семилуцких карбонатных отложений. Плоскости напластования, отстоящие друг от друга на расстоянии 0,2–1,0 м, представляют собой протяженные горизонтальные трещины и свойственны для саргаевско-семилуцких отложений Припятского прогиба, но их весьма сложно определить в керне. Поверхности напластования отмечают паузы в осадконакоплении, которые сопровождаются литификацией осадка (рис. 1.1, б) [129].

В стенках карьера Гралево, сложенных саргаевско-семилуцкими породами, наблюдается значительное количество вертикальных трещин. Такие же вертикальные трещины описываются и в саргаевско-семилуцком керне гидрогеологических скважин в районе г. Витебска, где франские породы залегают под четвертичными отложениями на глубине 60–100 м. Системы вертикальных и горизонтальных трещин образуют примерно равные по размерам блоки. Интенсивное трещинообразование является главной отличительной чертой постседиментационных преобразований карбонатных пород северо-восточной части Припятского прогиба по сравнению с другими его частями. Это связано с особенностями геодинамического развития Припятского рифта. Остальные постседиментационные процессы на северо-востоке территории и в других зонах прогиба протекали в основном сходно [129].

Обоснование выбора объектов исследований. Настоящая монография ориентирована на исследование ПСФП при разработке нефтяных залежей нефти, отличающихся наличием засоленных продуктивных отложений. Разработка таких залежей с применением системы заводнения сопровождается растворением катагенетического галита, рассеянного в породах, и выносом продуктов его растворения с попутными водами добывающих скважин. Этот процесс сопровождается увеличением пористости и проницаемости нефтенасыщенных пород, следствием чего является изменение направлений и скоростей фильтрационных потоков. Кроме этого критериями выбора нефтяных залежей для исследований являются длительная история их разработки, наличие качественных промысловых и гидрохимических данных, первоочередность в повышении нефтеотдачи пласта. Изучение и анализ опубликованных и фондовых источников показал, что, в первую очередь, к таким объектам относятся подсолевые нефтяные залежи Осташковичского и Золотухинского месторождений, межсолевая залежь Осташковичского месторождения нефти.

1.4. Геолого-гидрогеологические условия семилуцкой залежи нефти Золотухинского месторождения

Характеристика геолого-гидрогеологических условий семилуцкой залежи Золотухинского месторождения приводится по результатам комплексных исследований, выполненных в БелНИПИнефть и изложенных в обобщающих работах [24], [25], [57], [66], [96], [107], [117].

Объектом наших исследований является семилуцкая залежь нефти Золотухинского месторождения, расположенного в западной части Малодушинской зоны поднятий. На рис. 1.3 представлен геолого-промысловый разрез через скважины, вскрывшие подсолевые отложения Золотухинского месторождения. Семилуцкая залежь представляет собой моноклиальный блок, который погружается от регионального Малодушинского разлома на север под углом 15–25°. Залежь разбита на блоки сбросами субмеридионального простирания с амплитудой от 100–200 до 1000 м. Кроме разломов, сопряженных с южным региональным нарушением и направленных вкрест его простирания, западная и центральная части структуры осложнены малоамплитудными

сбросами, расположенными параллельно структурообразующему разлому и образующими в вершине блока микроступени. Амплитуда разломов составляет от 20 м. Границами залежи с юга, запада и востока являются тектонические нарушения, а с севера – контур нефтеносности с абсолютной отметкой минус 3441 м. Водонефтяной контакт установлен на отметке минус 3441 м по результатам испытаний в скважинах 50 и 52 [66]. Актуальный вариант карты, отображающей структуру семилукской залежи Золотухинского месторождения, представлен в Приложении. Семилукская залежь вступила в пробную эксплуатацию в августе 1984 г. скважиной 50 с фонтанным дебитом нефти 11 т/сут и пластовым давлением 37,9 МПа. Выработанность извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.01.2016 г. составляет 77,0 %.

Продуктивные отложения семилукского горизонта согласно залегают на саргаевских породах и представлены однородной карбонатной толщей биостромового типа, в нижней части разреза отложения слабо дифференцированы. Рифогенные образования сложены известняками и доломитами с редкими маломощными слоями мергелей, глинистых известняков и глин. Доломиты и доломитизированные разности преобладают в верхней части горизонта, известняки приурочены к нижней части. Доломиты перекристаллизованные, сульфатизированные, с вертикальными трещинами и многочисленными кавернами, неравномерно пористые, нефтенасыщенные.

Каверны щелевидной, округлой и неправильной формы от 1 до 30 мм, реже до 4 см (рис. 1.4), в основном полые, реже инкрустированы вторичным доломитом, иногда с призматическими кристаллами ангидрита. В известняках отмечаются разноориентированные тонкие трещины, заполненные вторичным сульфатом и кальцием (по БД «Гомель» РУП «ПО «Белоруснефть»).

Основные нефтенасыщенные пачки коллекторов выделены в верхней, продуктивной части залежи. Они характеризуются региональным распространением по площади, имеют однородный литологический состав и близкие емкостные свойства. В нижней части семилукского горизонта коллекторы характеризуются ограниченным развитием. Они представлены одиночными изолированными прослоями [66].

Коллекторские свойства семилукских отложений изучены комплексом геофизических исследований и лабораторными методами. Коллекторами нефти являются доломиты пористые с вертикальными трещинами и многочисленными кавернами. По результатам исследования керна доля каверн и трещин в общей емкости коллектора составляет 62 %. По результатам интерпретации материалов ГИС среднее значение коэффициента открытой пористости пород-коллекторов составляет 10 %, по результатам анализа кернового материала – 9,7 %. Предельное значение коэффициента открытой пористости для пород-коллекторов семилукских отложений составляет 3,4 % [66].

Породы-неколлекторы семилукских отложений представлены чаще глинистыми и сульфатизированными доломитами; известняками глинистыми микрозернистыми, плотными; бурыми аргиллитоподобными глинами с примесью известняков. Проницаемость семилукских отложений оценена по материалам гидродинамических исследований в скважинах 26, 27, 50, 51, 54, 55 и 56. Коэффициент проницаемости призабойной зоны скважин изменяется в диапазоне 3,25–93,6 мД (среднее значение 31,4 мД), удаленной зоны – в диапазоне 2,35–150,0 мД (среднее значение 22,0 мД). Нефтенасыщенная мощность изменяется от 0,7 до 23,6 м и в среднем составляет 22,7 м. Распределение коллекторских свойств пород по площади залежи весьма неравномерное. Их улучшение отмечается в центральной части залежи, где коэффициенты продуктивности эксплуатационных скважин достигают 15,4–67,5 м³/сут × МПа. В пределах восточной части залежи коэффициенты продуктивности скважин снижаются до 0,14–0,54 м³/сут × МПа (скв. 112 и 113) [66].

МАСШТАБ: ВЕРТИКАЛЬНЫЙ 1:1 000
ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ 1: 5 000

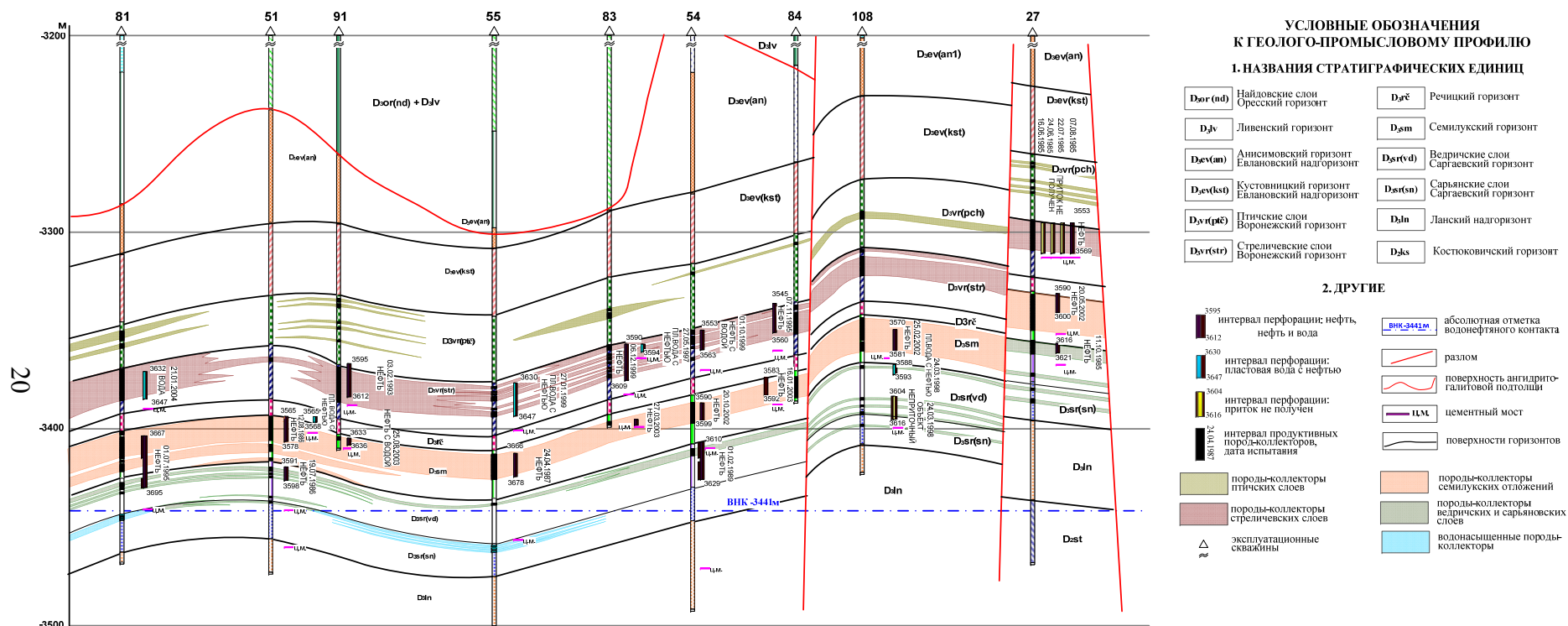


Рис. 1.3. Геолого-промысловый разрез через скважины 81–51–91–55–83–54–84–108–27, подсолевые залежи нефти (Золотухинское месторождение)
Примечание. Составлено М. А. Злобиной, С. И. Гримус по материалам БелНИПИнефть, 2016 г.

Из семилукского горизонта керн отобран в процессе проходки 23 скважин. Но при визуальном изучении катагенетический галит установлен лишь в керне скважин 5, 20s2 и 28. Оценка масштабов засоления семилукских отложений на Золотухинском месторождении выполнена авторами монографий [23], [112] по скважинам 51, 55 и 58. Результаты проведенных исследований, а также балансовые оценки показали, что химический состав попутных вод из этих скважин формировался не только за счет смешения закачиваемых и пластовых вод, но и за счет растворения катагенетических галитовых выполнений трещин, пор и каверн. С попутными водами скважины 51 вынесено 1230,1 м³ галита, скважины 55 – 277,1 м³, скважины 58 – 3,1 м³ [112]. По оценкам лаборатории нефтепромысловой гидрогеологии БелНИПИнефть вынос катагенетического галита в разные годы происходил с попутными водами скважин 51, 54, 55, 58, 74–76, 106, 108, 118. В табл. 1.1 приведено описание пород из продуктивных интервалов семилукского разреза Золотухинского месторождения по материалам БД «Гомель» РУП «ПО «Белоруснефть».



а)



б)

Рис. 1.4. Фотографии образца керна семилукских отложений Золотухинского месторождения нефти. Скважина Золотухинская 20s2:
а – доломит порово-каверново-трещинный, глубина 3657 м;
б – доломит каверново-порово-трещинный, глубина 3642 м

Из приведенных выше данных следует, что катагенетический галит распространен в отложениях семилукского горизонта Золотухинской площади практически повсеместно.

Водоносный комплекс подсолевых отложений приурочен к зоне весьма замедленного водообмена. Пластовые воды относятся к высокоминерализованным, крепким и очень горячим рассолам, хлоридного кальциевого типа с общей минерализацией от 313,24 г/л (скв. 10) до 375,66 г/л (скв. 26) и удельным весом 1,238–1,280 г/см³. Воды очень жесткие, так как содержание кальция равно 59869,5–95190,0 мг/л (при среднем значении 76866,1 мг/л) и магния – 3646,8–21870,0 мг/л (при среднем значении 9769,2 мг/л); рН изменяется от 2,7 до 7,0. Содержание брома (2930,4–5010,0 мг/л), иода (5,8–47,7 мг/л), аммония (124,1–619,1 мг/л) высокое. Вода в среднем с нормальной степенью сульфатности [66].

Таблица 1.1

**Литологическая характеристика засоленных отложений семилукской залежи
Золотухинского месторождения нефти**

Интервал отбора керна, м	Литологическая характеристика засоленной части разреза
<i>Скважина 5</i>	
3605,0–3606,5	Доломиты мелкозернистые, слабоглинистые, участками слабо ангидритизированные, массивные, с редкими стилолитовыми швами, выполненные черным глинисто-органическим веществом. Многочисленные мелкие каверны выполнены белым крупнокристаллическим доломитом и каменной солью
3608,0–3611,0	Доломиты мелкозернистые, кавернозные. Отдельные каверны размером до 3,0 см имеют сетчатое строение и выполнены каменной солью
3614,0–3618,0	Доломиты мелкозернистые, неравномерно глинистые, участками слабо ангидритизированные, массивные, участками комковато-брекчиевидные с многочисленными разноориентированными прерывистыми трещинами (0,5–1,0 мм), выполнены белым доломитом. Участками скопления мелких каверн (до 3 мм), выполненных каменной солью и доломитом
<i>Скважина 20s2 (см. рис. 1.4)</i>	
3642,2–3644,0	Доломиты неравномерно перекристаллизованные, средне- и мелкозернистые с текстурой колониальных кораллов, пористо-кавернозные, нефтенасыщенные, с прослоями органогенно-водорослевых известняков, участками слабоглинистых и плотных. Участками доломиты выветрелые, с примазками светло-зеленой глины. Каверны от 1 до 25 мм, в основном полые, реже инкрустированы кристаллическим доломитом и каменной солью, заполнены темно-коричневой нефтью
<i>Скважина 28</i>	
3708,6–3710,4	Доломит мелко- и среднезернистый, пористо-кавернозный, каверны полые до 6 см, инкрустированные доломитом, редко каменной солью. Редкие стилолитовые швы горизонтальной ориентировки
3713,9–3715,9	Доломит мелко- и среднезернистый, кавернозно-пористый; каверны полые, инкрустированы доломитом и солью, размеры каверн до 3 см
3715,9–3718,2	Доломит микро- и мелкозернистый, массивный, плотный, крепкий с редкими кавернами до 4–6 см, порами, инкрустированный доломитом, каменной солью, с остатками перекристаллизованных в доломит кораллов, мшанок

1.5. Геолого-гидрогеологические условия семилукской залежи нефти Осташковичского месторождения

Осташковичское месторождение нефти открыто в 1965 г. Оно является самым крупным месторождением в Припятском прогибе, содержащим более 20 % числящихся на балансе начальных извлекаемых запасов нефти этого региона. Промышленная добыча нефти связана с межсолевыми и подсолевыми отложениями [121]. Разрез Осташковичского месторождения сложен мощной толщей осадочных образований, начиная от верхнепротерозойских и среднедевонских, составляющих большую часть разреза, перекрываемых отложениями каменноугольного и мезокайнозойского возраста (рис. 1.5). Детальная характеристика геологического строения и гидрогеологических условий даны в производственных отчетах БелНИПИнефть [2], [67], [107]. На их основе сделан обзор геологического строения месторождения. Используются также опубликованные работы [21], [37], [83], [84], [108], [121].

Осташковичское месторождение нефти находится в пределах центральной части Речицко-Вишанской зоны поднятий. В строении присутствуют элементы разрывной и пликативной тектоники, связанные с движением блоков кристаллического фундамента и с проявлениями соляного тектогенеза. В подсолевом карбонатном комплексе перспективы нефтеносности связаны с воронежскими, семилукскими и саргавскими отложениями. Семилукские отложения в настоящее время являются важнейшим продуктивным горизонтом на разрабатываемых месторождениях и одним из основных нефтепоисковых объектов на всей территории Припятского прогиба.

Семилукская залежь Осташковичского месторождения представляет собой моноклиналь северо-западного простирания, ограниченную с юга-запада, востока и запада сложно построенной системой сбросов. Внутреннее строение структуры осложнено рядом малоамплитудных сбросов с амплитудой менее 70 м. Представления о структурных границах месторождения, также как и о его внутреннем строении, менялись на протяжении всего периода эксплуатации залежи. Официальный вариант тектонического строения семилукской залежи отражен на структурной карте, созданной в отделе поисков и разведки полезных ископаемых БелНИПИнефть в 2008 г. (см. Приложение). Семилукская залежь нефти пластовая, тектонически экранированная, длина залежи составляет 10,6 км, ширина – 1,19 км, высота – 17 м [2].

Водонефтяной контакт находится на отметке –3202 м [67]. Семилукская залежь Осташковичского месторождения введена в разработку в апреле 1967 г. скважиной № 3 с фонтанным дебитом нефти 267,85 м³/сут и начальным пластовым давлением 38,7 МПа. Выработанность извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.01.2016 г. составляет 80,0 %.

В большинстве разрезов Припятского прогиба семилукский горизонт характеризуется отчетливым трехслойным строением [21], [84]. Нижняя часть горизонта представлена моисеевскими слоями мощностью 5–10 м. Они сложены главным образом глинистыми известняками и доломитами с прослоями мергелей и аргиллитов и являются хорошим литолого-геофизическим репером при расчленении и корреляции отложений. Буйновичские слои (мощность 13–23 м) представлены чистыми карбонатными породами – известняками и вторичными кавернозными доломитами. Верхняя граница семилукского горизонта отчетливо трассируется по выветрелым отложениям азерецких слоев [21], которые сложены преимущественно доломитами и известняками брекчиевидными с включениями аргиллитов. Выветрелая зона семилукского горизонта – результат предворонежского перерыва в осадконакоплении на территории Припятского прогиба. Во многих разрезах горизонта отчетливо проявились процессы катагенеза и вторичного минералообразования (окремнение, сульфатизация, выделение карбонатных минералов по трещинам и в кавернах) [21], [91], [92]. Модель полифакторного механизма формирования семилукских карбонатных коллекторов предложена в работе [108].

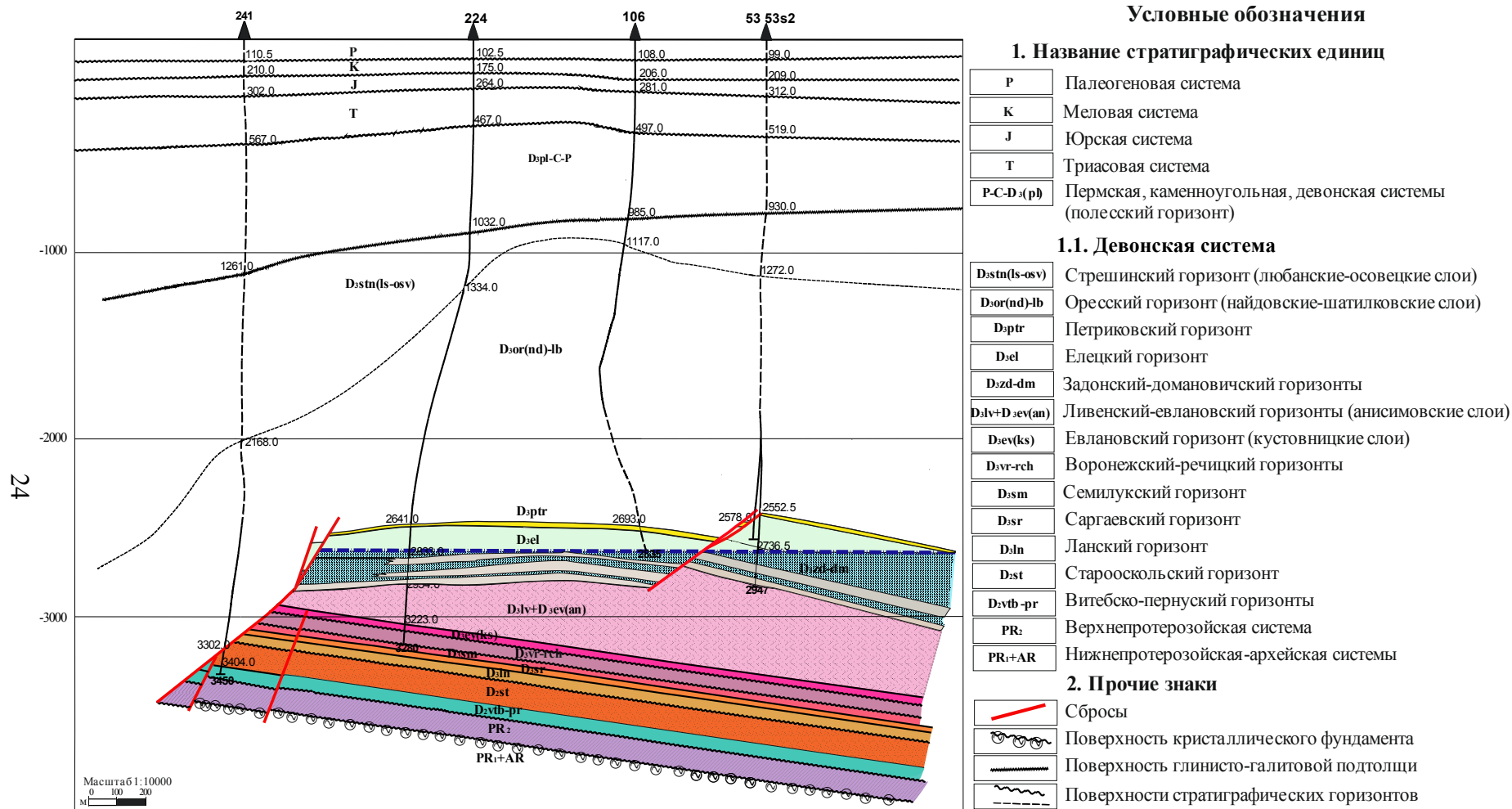


Рис. 1.5. Геологический профиль Осташковичского месторождения по линии скважин 241–224–106–53(53s2)

Примечание. Составлено П. М. Захаровым и другими по материалам БелНИПИнефть, 2002 г.

Коллекторские свойства семилукских отложений достаточно полно изучены комплексом геофизических исследований и лабораторными методами. Керн отобран в процессе проходки скважин 3, 6, 7, 11, 20, 48, 64, 74, 206, 207, 122, 275. По разрезу породы-коллекторы семилукских отложений приурочены преимущественно к верхней и средней частям горизонта и имеют повсеместное площадное распространение. Породами-коллекторами нефти являются кавернозные и трещиноватые доломиты, реже известняки. В разрезе нефтеносные пласты чередуются с плотными разностями карбонатных пород. Основную часть емкости пород-коллекторов составляют каверны и поры. По результатам лабораторного изучения керна среднее значение коэффициента открытой пористости для пород-коллекторов семилукской залежи составляет 3,34 %. По данным интерпретации результатов геофизических исследований скважин (ГИС), выполненным в 2008 г., коэффициент открытой пористости изменяется от 5,1 % в скважине 215 до 14,3 % в скважине 78 и составляет в среднем 9,8 % [67].

Значение начальной нефтенасыщенности изменяется от 82,9 % (скв. 215) до 92,21 % (скв. 78), среднее значение равно 89 %. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 5,1 м (скв. 20) до 18,3 м (скв. 78), среднее значение составляет 14 м [2], [67]. Значение коэффициента проницаемости по анализу 52 образцов керна изменяется от 0,003 до 0,5 мД. По результатам гидродинамических исследований скважин (ГДИС) коэффициент проницаемости удаленной зоны скважин изменяется от 67 до 222 мД, а призабойной зоны скважин – от 39,6 до 187,1 мД [67].

Предельное значение коэффициента открытой пористости, ниже которого породы отнесены к непродуктивной части матрицы, равно 4,5 %, величина глинистости – 20 %. С позиции разработки нефтяных залежей породы-неколлекторы представляют собой блоковую часть породы, которая содержит неподвижную нефть и не участвует в фильтрации [2]. Породы-неколлекторы (перемычки) семилукских отложений, как правило, представлены доломитом с пропластками зеленой глины и плотного мелкозернистого известняка. Эти породы микротрещиноватые; трещины тонкие, разноориентированные, встречаются каверны открытые и инкрустированные вторичными минералами. Мощность перемычек меняется от 1 до 12 м, в среднем составляет 5 м.

Детальная характеристика трещиноватости пород-коллекторов по керну семилукского горизонта приведена в работах [37], [83]. Трещины семилукских отложений в основном вертикальные, реже наблюдается вертикальная трещиноватость по плоскостям наслоения. Ширина трещин достигает 10 мм. Наиболее широкие трещины встречаются в доломитах и доломитизированных известняках, но все они заполнены вторичными минералами: ангидритом, кальцитом, галитом. При визуальном изучении керна катагенетический галит установлен в разрезе скважины 206 в интервалах глубин 3218,3–3218,4 м и 3220,6–3221,5 м. Литологические исследования, основанные на прямой визуальной фиксации выделений галита, не дают возможности оценить реальный масштаб засоления продуктивных отложений, так как отбор керна для анализа весьма мал. Более полную оценку галитообразования дают результаты гидрохимического мониторинга, полученные В. Д. Порошиным и В. В. Муляком при контроле разработки нефтяных месторождений [23], [25], [112]. Ими установлено, что за весь период разработки из семилукской залежи Осташковичского месторождения было растворено и вынесено более 74 тыс. м³ галита [25]. Наибольшее количество вынесено галита из юго-восточной приразломной части залежи. За девять лет эксплуатации скважины 3 из ее зоны дренирования с попутными водами было вынесено 35,46 тыс. м³ галита, из зоны дренирования скважины 209 – 12,76 тыс. м³.

В семилукских отложениях по направлению развития трещин наблюдаются каверны выщелачивания размером 3–5 см и стилолиты. Наибольшая плотность трещин встречается вблизи регионального разлома, а также вдоль малоамплитудных разломов, пересекающих залежь вкрест напластования пород. Объемная плотность трещин изменяется от 50 до 246 1/м, средняя раскрытость составляет 21 мкм. Трещинная скважность карбонатных пород семилукского горизонта изменяется от 0,1 до 14 %, при среднем значении 10 %. Трещинная проницаемость по образцам керна составляет 0,7 мД, по результатам исследований, приведенных в работе [37], – достигает 16 мД. Системы трещин в настоящее время в условиях разработки семилукской залежи являются путями фильтрации флюидов, а в прошлом служили основными путями продвижения вод, выщелачивающая способность которых привела к формированию дополнительной емкости [135]. Результаты испытаний и опыт разработки залежи свидетельствуют о высоких коллекторских свойствах пород и их неравномерном распределении. Дебиты нефти по отдельным скважинам изменяются в пределах от 4,0 до 1096 м³/сут (скв. 33); приемистость нагнетательных скважин изменяется от 400 до 1250 м³/сут. Аномальнодебитные скважины № 3 и 33 пробурены в линейно-региональной зоне активной трещиноватости, размеры которой в плане составляют 140–210 м, а ее исходная проницаемость – 3200 мД.

Исследованиями А. С. Махнача и других [83] установлена вертикальная и горизонтальная зональность в распределении емкостных и фильтрационных свойств пород семилукского горизонта. Вертикальная зональность коллекторских свойств выражается в спорадическом распределении каверн и трещин по мощности пласта, представленного одними и теми же породами. Поинтервальное чередование в разрезе участков с различной кавернозностью и трещиноватостью обуславливает различную продуктивность эксплуатационных скважин.

В пределах семилукской залежи выделены четыре поля с различными значениями емкости: два поля характеризуются увеличением емкости пласта от крыльев структуры к своду, а для двух остальных характерна обратная закономерность: уменьшение емкости от крыльев структуры к своду [83].

Пластовые воды семилукского горизонта относятся к хлоркальциевому типу и представляют собой рассолы хлоридного кальциево-натриевого и натриево-кальциевого состава. По данным химических анализов проб их минерализация изменяется от 350,6 до 376,7 г/л. При снижении давления и температуры в стволах добывающих скважин и на промышленном оборудовании из пластовых рассолов осаждаются галит [24], [67].

1.6. Геолого-гидрогеологические условия межсолевой залежи нефти Осташковичского месторождения

Геологическое строение межсолевой залежи Осташковичского месторождения нефти изучено по данным бурения 95 скважин [109]. Нефтяная залежь в межсолевых отложениях открыта в 1965 г. при испытании скважины № 2. На долю межсолевой залежи приходится 88 % добытой нефти на месторождении и около четверти добытой нефти в Припятском прогибе [121].

Обзор геолого-гидрогеологических условий межсолевой залежи Осташковичского месторождения дается на основании опубликованных работ [21], [37], [44], [73], [91], [92], [103], [82], [110], [121], [123], а также по последним материалам, изложенным в отчетах БелНИПИнефть [2], [109].

Межсолевые отложения на Осташковичском месторождении образуют крупную брахиантиклинальную структуру северо-западного простирания. Юго-западное

крыло складки срезано Речицко-Вишанским региональным разломом и опущено более чем на 1,5 км. Поверхность межсолевого резервуара не согласуется с поверхностью петриковского и задонского горизонтов. Это проявляется в наличии многочисленных мелких положительных и отрицательных морфологических аномалий, обязанных своим происхождением проявлению структурообразующих движений, особенностям осадконакопления и вторичных преобразований карбонатных пород. Северо-западное крыло резервуара по бескорневому разлому приподнято по отношению к его присводовой части. По линии этого разлома превышение поверхности резервуара поднятого крыла над опущенным имеет от 30 до 100 м и более [2], [81]. В Приложении (рис. П.1.3 и П.1.4) представлены официальные структурные карты петриковских и елецко-задонских отложений Осташковичского месторождения нефти.

По условиям залегания и типу ловушки елецко-задонская залежь нефти является массивной, сводовой, тектонически ограниченной с юга, юго-запада и юго-востока. С севера, востока и северо-запада границей залежи является контур нефтеносности с отметкой –2602 м. В пределах контура нефтеносности длина залежи составляет 9,5 км, ширина – 3,3 км, высота – 192 м [109].

Межсолевая толща Осташковичского месторождения представляет собой сложнопостроенный рифовый массив. Это образования ядерных фаций, представленных доломитами вторичными с реликтовой структурой корковых и столбчатых строматолитов, линзами онколитов, гнездами нацело или частично доломитизированных известняков водорослевых с реликтовой зоогенно-фитогенной структурой, с высокеемкими хорошо проницаемыми коллекторами смешанного каверново-порово-трещинного типа. Активные тектонические движения в задонско-елецкое время во многом определили разнофациальный облик межсолевых отложений [103]. На каротажных диаграммах это многометровая однородная слабодифференцированная карбонатная толща с мозаичным распределением емкостных характеристик, что обуславливает невыдержанность, выклинивание слабопроницаемых пород в пределах площади как по вертикали, так и по латерали [73]. Геофизическая корреляция таких органогенных массивов весьма затруднительна [103], поэтому стратиграфические границы между горизонтами проведены с большой долей условности. Залежи нефти выделены в задонском, елецком и петриковском горизонтах.

Глубокий фациальный анализ межсолевой залежи Осташковичского месторождения приведен в работе [103]. Здесь показано, что Осташковичский рифоидный массив имеет сложное строение и состоит из нескольких биогермных и биостромных интенсивно доломитизированных массивов. Особенностью такого строения является наличие трех основных фаций, отличающихся различием коллекторских свойств. К центральной части массива приурочены образования ядерных фитогенных фаций, к периферийным частям органогенной постройки приурочены образования склоновых фитогенных фаций, а также отложения подножий фитогенных фаций. Ядерные фитогенные фации межсолевой залежи представлены крупнокристаллическими, кавернозными доломитами с реликтовой структурой корковых, столбчатых строматолитов, а также перекристаллизованными пористыми известняками. Образования таких фаций характеризуются обособленностью распространения (только центральная часть органогенной постройки), высокими фильтрационно-емкостными свойствами, большей мощностью по сравнению с синхронными прилегающими отложениями. По величине емкости коллекторы ядерных фаций отнесены к классу высокеемких (классификация К. Б. Аширова) [26]. Величина пористости по результатам лабораторных исследований керна не превышает 20 %. По данным гидродинамических исследований, породы-коллекторы ядерных фаций отнесены к классу высокопроницаемых (более 1000 мД). Притоки нефти из этих пород в первых скважинах

превышали 1000 м³/сут, а приемистость пласта после СКО достигала 2–3 тыс. м³/сут при депрессии на пласт 100 атм.

Образования склоновых фитогенных фаций представлены крупнокристаллическими, пористыми, вторичными доломитами, с реликтовой органогенно-обломочной структурой известняков; известняками брекчиевидной структуры. Отличительными признаками этих фаций является присутствие известняковых и доломитовых брекчий, а также глинистого цемента, существенно ухудшающего емкостные свойства пород. Емкость коллектора здесь значительно ниже, чем в ядерных частях построек, по анализу керна составляет 5–10 %; проницаемость пород также низкая, а притоки флюидов не превышают 5–10 м³/сут.

Отложения подножий фитогенных построек слагаются глинистыми известняками с большим количеством несортированных продуктов разрушения. Емкость таких отложений составляет 5–8 %, проницаемость низкая, а притоки достигают нескольких кубических метров в сутки.

Задонские отложения сложены в основном массивными доломитами различной плотности. Местами встречаются прослой неравномерно-глинистых доломитов. Подчиненное значение имеют известняки доломитизированные, известняки и в незначительной степени – глины, мергели. В породах присутствуют стилолитовые швы и системы трещин разного направления. В кернах материала, отобранном из интервалов вблизи водонефтяного контакта, на стенках каверн отмечено наличие галита. Задонский резервуар нефти содержит в основном водонасыщенные пласты коллекторов, исключение составляют разрезы центральной части залежи, в которых зафиксированы нефтенасыщенные пласты. Нефтенасыщенная толщина пород-коллекторов в задонских отложениях изменяется от 11 до 20 м, общая мощность задонских отложений – от 26,9 (скв. 206) до 175,4 м (скв. 6), среднее значение коэффициента открытой пористости по ГИС составляет 8,1 % [109].

Отложения елецкого надгоризонта представлены доломитами, в разрезе встречаются известняки, известняки глинистые, мергели, существенно влияющие на однородность фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Коллекторами являются кавернозные, пористые и в разной степени трещиноватые доломиты. Породы-коллекторы характеризуются широким повсеместным распространением по площади залежи и в ее разрезе. Нефтенасыщенная толщина пород-коллекторов в елецких отложениях меняется от 4,6 м (скв. 255) до 52 м (скв. 204), общая мощность елецких отложений – от 76,9 до 201,2 м; среднее значение коэффициента открытой пористости по ГИС составляет 8,4 % [109].

Отложения петриковского горизонта представлены преимущественно глинистыми органогенными известняками и мергелями. Участками в пределах месторождения в отложениях петриковского горизонта глинистые известняки и мергели замещаются «чистыми» или слабogliнистыми известняками, которые являются коллекторами и характеризуются ограниченным линзовидным распространением по площади и в разрезе залежи. Исключение составляют участки, сложенные биогермными карбонатами, где тонкие пласты сливаются в пачки толщиной до 10 м и образуют единый гидродинамический резервуар (скв. 34, 34s2, 219). Нефтенасыщенная толщина пород-коллекторов петриковского горизонта изменяется от 0,8 м (скв. 235) до 36,2 м (скв. 34s2); общая мощность петриковских отложений изменяется от 11,0 (скв. 6) до 51,1 м (скв. 219); среднее значение коэффициента открытой пористости по ГИС – 8,8 % [109].

Основной особенностью продуктивных задонско-елецких отложений является сложное и очень неравномерное строение емкостного пространства, состоящего из каверн выщелачивания и пор самого разного размера, а также трещин различной ориентации, протяженности и раскрытости. Повсеместно в поднятом керна на одном

и том же образце наблюдается мозаичное чередование участков с самой различной пористостью, кавернозностью и трещиноватостью. Каверны встречаются по всему продуктивному разрезу. Преобладающий размер каверн от 2 до 5 мм, редко встречаются каверны размером 1,5–2 см. На стенках каверн иногда отмечаются проявления кальцитизации и наличие галита (вблизи ВНК – водонефтяной контакт).

Трещиноватость межсолевых отложений развита неравномерно. Встречаются трещины протяженные, древовидные, чаще всего вертикальные и субвертикальные, участками трещины очень короткие, разнонаправленные. Ширина трещин от 0,1 до 0,5 мм. Для емкостного пространства карбонатных пород Осташковичского месторождения характерна последовательная аутигенная минерализация: кальцитизация, сульфатизация, доломитизация и галитизация [91], [92]. Свободные трещины соединяют каверны. Нефть в породе-коллекторе покрывает внешнюю сторону кристаллов галита и кальцита.

В отделе литологии БелНИПИнефть была выполнена детализация внутреннего строения межсолевой залежи Осташковичского месторождения [2]. В результате было установлено, что флюидоупоры в продуктивной елецко-законской части разреза отсутствуют. В связи с этим породы-коллекторы не разобщены плотными или глинистыми породами. Но при корреляции пластов по простиранию отмечается чередование участков пород-коллекторов и пород с коэффициентами открытой пористости ниже 3,5 %. Породы-неколлекторы представляют собой маломощные изолированные слабопроницаемые пропластки или линзы.

В целом емкостное пространство продуктивных отложений межсолевой залежи численно характеризуется следующими средними показателями: коэффициент открытой пористости составляет 8,5 %; доля каверн и трещин в емкостном пространстве коллектора составляет 53 % [2], [109].

Распределение пористости по разрезу скважин и по площади межсолевой залежи носит мозаичный характер без видимых закономерностей и не контролируется положением разломов. Резкое изменение пористости происходит на расстояниях значительно меньших, чем характерное расстояние между добывающими скважинами и между добывающими и нагнетательными скважинами [35].

Значение коэффициента проницаемости по анализу 174 образцов керна меняется от 0,03 до 0,5 мД. По результатам гидродинамических исследований, выполненных в 19 скважинах, коэффициент проницаемости имеет более высокие значения и варьирует в пределах от 3 до 148 мД [109].

Особенностью межсолевой залежи является наличие катагенетического галита в зоне ВНК и в целом по разрезу. О локализации катагенетического галита в залежи можно судить по результатам исследований Р. С. Сахибгареева и Г. Н. Гурьянова [122], [123]. Ими установлено, что в приконтурной зоне залежи, независимо от состава структуры самого каркаса пород-коллекторов, поры и каверны в различной степени выполнены галитом. Разрез водо-нефтяной зоны наиболее представлен керном в скважинах № 8, 20, 85.

Распределение вторичного галита в зоне ВНК характеризуется некоторыми особенностями. В водонасыщенных породах, непосредственно примыкающих к ВНК, характерно широкое развитие вторичного галита, который тесно ассоциирует с сильно окисленной нефтью, образуя практически непроницаемый слой. В однотипных нефтенасыщенных породах (скважины № 20, 8, 85) галит практически отсутствует. В водонасыщенной зоне с удалением от ВНК (в частности скважина № 20) наблюдается резкое уменьшение количества вторичного галита в порах, а в кавернах он практически отсутствует [123]. Литологическая характеристика засоленной части разреза межсолевой залежи Осташковичского месторождения представлена в табл. 1.2.

**Литологическая характеристика засоленных отложений межсолевой залежи
Осташковичского месторождения нефти**

Интервал отбора керна, м	Литологическая характеристика засоленной части разреза
<i>Скважина 4</i>	
2827,3–2827,8	Известняки тонкозернистые, неравномерно доломитизированные; доломиты мелко- и среднезернистые, участками перекристаллизованные; отдельные каверны выполнены каменной солью с примазками по стенкам бурого битума. Отмечаются стилолитовые швы и открытые микротрещины под небольшим углом к слоистости
<i>Скважина 5</i>	
2703,3–2703,7	Доломит мелкозернистый, пористый и кавернозный. Каверны и поры распределены неравномерно. Размер их от 1–5 до 30 мм. Каверны глубокие, большей частью заполнены жидкой нефтью. Отмечены включения кристаллов каменной соли размером до 2 см. По керну наблюдаются примазки и пятна нефти
2708,0–2708,4	Доломит среднезернистый пористый. Размер каверн от 1 до 9 мм. Большая часть каверн заполнена нефтью и каменной солью. На отдельных участках керна наблюдаются трещины, заполненные кальцитом
2711,9–2712,2	Доломит крупно- и среднезернистый, пористый и кавернозный. Ширина каверн от 1 мм до 10 мм. Каверны глубокие, заполнены нефтью и каменной солью
2717,0–2717,6	Доломит микропористый, массивный, разномзернистый, кавернозный. Каверны размером 2–5 мм, частично выполнены черной нефтью, солью, глинистым веществом
2722,9–2723,6	Доломит разномзернистый, перекристаллизованный, сульфатизированный, сильнокавернозный, микропористый, слабоглинистый. По микропорам и кавернам порода пропитана нефтью и каменной солью
2752,1–2752,5	Доломит тонкозернистый, мелкокавернозный, каверны по поверхности керна распределены неравномерно. Отмечаются отдельные трещины преимущественно вертикального направления, частично выполненные каменной солью
2755,1–2756,4	Доломит с многочисленными глинистыми прожилками, тонкозернистый, кавернозный. Каверны неравномерно распределены по поверхности керна, неглубокие, без заполнения, размер их от 1 до 20 мм. Некоторые каверны выполнены каменной солью. Отмечаются отдельные трещины вертикального направления, частично выполненные каменной солью
<i>Скважина 7</i>	
2734,5–2741,2	Доломит крупно- и среднезернистый, неравномерно глинистый, пористый, кавернозный. Обильная пористость и кавернозность приурочена к верхней части интервала. Каверны глубокие, размером от 1–3 и до 30 мм, заполненные жидкой нефтью, реже черным затвердевшим битумом и солью. По всему интервалу отмечены короткие трещины, стилолитовые швы

Интервал отбора керна, м	Литологическая характеристика засоленной части разреза
<i>Скважина 8</i>	
2731,1–2734,5	Доломит мелко- и среднезернистый, пористый, кавернозный. Каверны равномерно и заполнены густой черной нефтью. Поры в породе частично заполнены солью и нефтью. Доломит разбит трещинами с преобладанием вертикального направления, трещины заполнены белым кальцитом
2734,5–2735,0	Доломит пористый, кавернозный. Каверны распределены по всей поверхности керна. Отмечены многочисленные трещины различного направления, выполненные кальцитом. Наблюдаются стилолитовые швы. Часть пор заполнено солью и кальцитом
2738,4–2755,9	Доломит участками мелкозернистый, трещинный, пористый, кавернозный. Каверны распределены по всей поверхности керна. Поры выполнены нефтью, крупными кристаллами соли и ангидрита
2757,5–2759,2	Доломит среднезернистый, неравномерно кавернозный. Каверны размером от 1–4 мм и более 20 мм. Часть каверн имеет удлиненную форму и выполнена каменной солью, игольчатыми кристаллами сульфата
2769,0–2772,8	Доломит мелко- и среднезернистый, пористый, кавернозный. В средней части интервала отмечаются многочисленные включения и трещины шириной 0,5–2 см, выполненные кристаллами каменной соли. Трещины преимущественно вертикального направления, выполненные кальцитом
<i>Скважина 11</i>	
2743,6–2750,8	Доломит мелко- и среднезернистый, пористый, кавернозный. Размер каверн от 0,2 до 1 см. Трещины короткие, пересекающиеся, разнонаправленные. Одна трещина зияющая сечет керн под углом 65–70°, заполнена каменной солью. В средней и нижней части единичные каверны заполнены кристаллическим кальцитом. Единичные каверны заполнены солью
<i>Скважина 13</i>	
2733,5–2734,3	Интервал выражен обломками доломита массивного, неравномерно глинистого, тонкокристаллического. Кавернозность по керну развита неравномерно. Размер каверн от 0,01 до 5 мм. Часть каверн заполнена каплями жидкой нефти, другая часть – кристалликами каменной соли
<i>Скважина 20</i>	
2748,0–2748,8	Доломит массивный с незначительным содержанием каверн и трещин различных форм, заполненных битумом. Размер каверн 5–7 мм. По отдельным кавернам включения каменной соли
2767,5–2773,0	Доломит крепкий. Размер каверн от 1 до 10–15 мм. Часть каверн заполнена крупными кристаллами каменной соли
2778,0–2780,3	Доломит пористо-кавернозный. Размер каверн от 1 до 10 мм. Часть каверн заполнена каменной солью
<i>Скважина 23</i>	
2850,9–2851,4	Доломит мелкокавернозный, пористый. Отмечаются отдельные каверны размером 2–5 мм, заполненные солью
<i>Скважина 55</i>	
2770,0–2770,4	Доломиты участками известковистые, микрозернистые, массивные, плотные, крепкие. В единичном образце доломита отмечены включения прозрачной каменной соли
2778,0–2790,5	Доломиты тонкозернистые, кавернозные. Каверны выполнены белой каменной солью. В теле доломита встречаются включения в виде гнезд, выполненных бледно-голубым ангидритом

Интервал отбора керна, м	Литологическая характеристика засоленной части разреза
<i>Скважина 120</i>	
2920,5–2921,3	Трещиноватые известняки. Встречаются каверны размером до 7 мм. Трещины тонкие, вертикальные, шириной до 1 мм. Трещины и каверны выполнены каменной солью
<i>Скважина 148</i>	
2741,0–2743,0	Известняк мелкозернистый, кавернозно-поровый. Каверны размером до 0,5 см. Отдельные каверны заполнены солью
<i>Скважина 228</i>	
2702,0–2702,3	Доломиты слабглинистые, мелко- и среднезернистые, пористо-кавернозные, крепкие. Каверны и поры распределены неравномерно. Диаметр каверн составляет 1,5–18 мм. Каверны участками частично сообщающиеся, частично залечены доломитом. Наблюдаются разноориентированные трещины, заполненные доломитом. По всему интервалу наблюдаются слабые выпоты темно-коричневой нефти и кристаллы каменной соли
2703,0–2705,0	Доломиты слабглинистые, мелко- и среднезернистые, пористо-каверновые, крепкие. Каверны диаметром 1,5–30 мм, полые, участками сообщающиеся, распределены неравномерно, частично заполнены темно-коричневой окисленной нефтью. По всему интервалу имеются кристаллы каменной соли
2713,8–2714,8	Доломиты микро- и мелкозернистые, массивные, местами брекчиевидные, глинистые, слабокавернозные. Каверны открытые, сообщающиеся и изолированные 2–8 мм, редко до 10–15 мм, с запахом и примазками темно-коричневой нефти. Отдельные каверны частично или полностью инкрустированы ангидритом, каменной солью
2716,8–2717,3	Доломиты мелко- и микрозернистые, массивные, пористые, с редкими кавернами 2–6 мм, выполнены вторичным доломитом, в отдельных случаях-ангидритом кристаллическим
<i>Скважина 281 (рис. 1.6)</i>	
2515,0–2523,0	Известняки пористые, кавернозные, в различной степени доломитизированные, нефтенасыщенные. Поры сообщаются между собой через открытые тонкие извилистые трещины. Повсеместно прослеживаются различно ориентированные прожилковидные трещины, заполненные солью, ангидритом. По порам, мелким кавернам и трещинам выпоты нефти



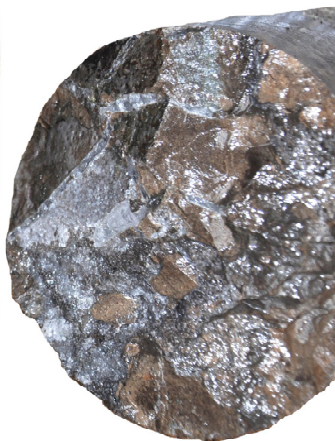
а)



б)



в)



з)



Рис. 1.6. Фотографии образцов керна елецких отложений
Осташковичского месторождения. Скважина Осташковичская 281:
а, в, з – каверны и трещины заполнены галитом;
б – трещины заполнены кальцитом

Глава 2

ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ СТРУКТУРЫ ФИЛЬТРАЦИОННОГО ПОТОКА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

Многообразии литолого-фациальной изменчивости карбонатных пород-коллекторов, различие их коллекторских свойств обуславливают необходимость типизации геолого-гидродинамических условий, в которых формируется фильтрационный поток [93]. Типизация природных условий широко используется при решении различных гидрогеологических задач [15], [93], [94], [140], а для целей изучения структуры фильтрационного потока при разработке нефтяных залежей Припятского прогиба проводится впервые [36].

Типизация геолого-гидродинамических условий разработки нефтяных месторождений представляет собой выделение характерных фильтрационных обстановок с одинаковыми закономерностями формирования и движения фильтрационного потока.

Реальные водоносные системы часто гетерогенны, т. е. подразделяются на подсистемы с резко различающимися фильтрационными свойствами и качественными уровнями проявления процессов массообмена [94]. Этим же свойством обладают и карбонатные нефтеносные системы [134]. Гетерогенность определяет основные эффекты, связанные с перераспределением фильтрационных потоков при разработке нефтяных залежей. Наличие резких изменений в фильтрационных свойствах карбонатного коллектора и уровнях фильтрации между отдельными элементами нефтяной залежи можно рассмотреть на примере двух типовых фильтрационных обстановок, отличающихся строением области фильтрации и, соответственно, особенностями движения потока:

1. Гетерогенные комплексы упорядоченного строения, приуроченные к стратифицированным породам. Строение области фильтрации представлено чередованием проницаемых нефтенасыщенных слоев и слабопроницаемых слоев. Слоистость осадочных горных пород является их фундаментальным свойством и формирует фильтрационную неоднородность [14]. Обоснование структуры фильтрационного потока в слоистых системах базируется на предпосылке о перетекании [140], согласно которой при значительной разнице в проницаемости водоносных (нефтенасыщенных) и разделяющих их низкопроницаемых слоев движение жидкости в разделяющих пластах рассматривается только в вертикальном направлении, а в высокопроницаемых слоях выполняется предпосылка Дюпюи о латеральном (вдоль напластования) характере фильтрации [15], [93], [140]. По классификации К. Е. Багринцевой [5] к низкопроницаемым относятся карбонатные породы-коллекторы, коэффициент проницаемости которых изменяется от 1,0 до 10,0 мД.

2. Гетерогенные комплексы неупорядоченного строения, приуроченные к трещиновато-пористым блокам пород с хаотично расположенными трещинами и линзами слабопроницаемых пород, а также не выдержанные по разрезу и простирающую слою хорошо проницаемых пород. Соответственно, топология области фильтрации состоит из зон, блоков горных пород различной формы, размеров и проницаемости, случайным образом распределенных по площади и в разрезе. Слоистость пород в такой системе потеряла свое значение как фактор, определяющий фильтрационные свойства пород в вертикальном разрезе. Ведущее место в формировании фильтрационной неоднородности принадлежит трещиноватости различного генезиса.

Схематизация области фильтрации – это упрощение условий формирования фильтрационного потока с целью построения расчетной схемы применительно к решаемой задаче. Особенности схематизации природных систем хорошо известны и детально изложены в работах [15], [16], [86], [93], [94], [140]. В настоящей работе

рассмотрим лишь те аспекты схематизации, которые имеют первоочередное значение для обоснования достоверности гидродинамической модели и повышения надежности результатов моделирования.

Все нефтяные залежи характеризуются пространственной изменчивостью фильтрационных и емкостных свойств пород-коллекторов. Вместе с тем общеизвестно, что масштабы изменчивости пористости и проницаемости несоизмеримы [95], поэтому под неоднородностью горных пород будем понимать главным образом изменение коэффициента проницаемости, который варьирует в очень широких пределах даже для одной литологической разности.

2.1. Типовые расчетные схемы нефтяных залежей и их обоснование на тестовых моделях пласта

Получение надежных количественных оценок показателей разработки сложно построенных залежей нефти возможно лишь при условии создания расчетных схем, глубоко аргументированных по их соответствию литолого-фациальному и структурно-тектоническому строению залежи.

Основными элементами расчетной схемы являются гидродинамические границы, фильтрационная среда, граничные и начальные условия. В расчетной схеме показатели фильтрационной среды выражаются числовыми значениями или уравнениями, которые характеризуют закон их изменения в пределах выбранной области [15].

Рассмотрим расчетные схемы, отвечающие наиболее характерным типам фильтрационных обстановок при разработке нефтяных залежей Припятского прогиба. Для гетерогенных комплексов упорядоченного строения в соответствии с [93] нами выделены следующие расчетные схемы и подсхемы:

Схема 1. Изолированный гетерогенный пласт упорядоченного строения, сложенный чередующимися слоями пород с различными фильтрационными свойствами.

Подсхема 1.2. Проницаемость пород отдельных слоев имеет близкие значения. Учитывая анизотропию горных пород по проницаемости, подсхему 1.2 можно разделить на частные подсхемы 1.2.1 и 1.2.2:

– *частная подсхема 1.2.1.* Проницаемость слоев в направлении, нормальном напластованию (k_z), в 3–10 раз меньше проницаемости слоев вдоль напластования (k_x и k_y);

– *частная подсхема 1.2.2.* Проницаемость слоев в направлении, нормальном напластованию, равна нулю. На наш взгляд, такая расчетная схема не характерна для реальных нефтегеологических объектов, так как если порода проницаема вдоль напластования, то она является проницаемой и в других направлениях. Мы рассматриваем эту схему потому, что во многих работах по обоснованию закономерностей вытеснения нефти из пласта водой принимается такая предпосылка [17], [18].

Подсхема 1.3. Различия в проницаемости соседних слоев весьма велики.

Для гетерогенных комплексов неупорядоченного строения нами выделены одна расчетная схема и три подсхемы.

Схема 2. Изолированный гетерогенный пласт неупорядоченного строения, сложенный однородными трещиновато-пористыми породами:

– *подсхема 2–1.* Слабопроницаемые блоки матрицы с включениями высокопроницаемых блоков и каналов;

– *подсхема 2–2.* Высокопроницаемые блоки матрицы с включениями слабопроницаемых пропластков и линз; отличительной особенностью подсхемы 2–2 является быстрое перераспределение пластовых давлений по всему пласту, сравнительно короткий безводный период работы высокодебитных добывающих скважин и длительный период их работы с высокой степенью обводнения;

– *подсхема 2–3.* Квазигоднородная система слабопроницаемых блоков, равномерно прорезаемых проводящими каналами-микротрещинами.

С целью выявления факторов, влияющих на структуру фильтрационного потока, темпы выработки запасов нефти и охват залежи нефти вытеснением нами проведена серия модельных экспериментов на специально созданных тестовых моделях нефтяного пласта (далее – пласта). Тестовое моделирование необходимо для понимания процессов и структуры изучаемого объекта [85]. Исследование природных систем на тестовых моделях является общепризнанной практикой [50], [99].

Тестовое моделирование выполнялось нами на базе лицензионного гидродинамического симулятора «Eclipse 100» компании «Schlumberger Information Solutions». В «Eclipse 100» для решения системы уравнений многофазной фильтрации используются методы «FIM», «IMPES», «IMPSAT», «AIM», на основе которых определяются значения давлений и насыщенности фаз в ячейках разностной сетки [79]. Численные эксперименты основаны на применении модели нелетучей нефти («blackoil»), широко распространенной и апробированной в практике разработки нефтяных месторождений. Модель «blackoil» описывает углеводородную систему, которая аппроксимирована двумя компонентами: нефтью и газом, растворимым в нефтяной фазе. Моделирование основано на конечно-разностном методе решения системы уравнений в частных производных, описывающих фильтрацию нефти и воды в пористой среде [72], [79].

Рассмотрим слоистый пласт при его разработке системой эксплуатационных скважин (*подсхема 1.3*). Основным интерес представляют два варианта, когда средняя часть пласта сложена низко- или высокопроницаемыми карбонатными породами.

Задача решается для пласта прямоугольной формы, в котором соотношение мощности к его протяженности составляет 1 : 35. В плане моделируемый объект аппроксимирован квадратной сеткой с шагом 4 м по осям X и Y . Количество узловых точек по осям X и Y равно 107, по оси Z – 3. Расчетная схема в разрезе представлена тремя слоями одинаковой мощности. Начальные запасы нефти распределены равномерно в каждом продуктивном слое и в целом составляют 27,17 тыс. т. Внешние границы пласта являются непроницаемыми.

В тестовой модели описание физико-химических свойств флюида, начальных условий статического равновесия флюида в пласте и его коллекторские свойства заданы в соответствии с фактическими параметрами семилукской залежи нефти Осташковичского месторождения [67]:

- начальное пластовое давление в залежи – 38,7 МПа;
- начальное давление насыщения нефти в залежи – 19,9 МПа;
- плотность нефти при начальном пластовом давлении – 825,4 кг/м³;
- плотность пластовой воды – 1230 кг/м³;
- плотность закачиваемой воды – 1000 кг/м³;
- объемный коэффициент нефти:
 - при начальном пластовом давлении – 1,474 доли ед.,
 - при начальном давлении насыщения – 1,556 доли ед.;
- вязкость нефти при давлении насыщения, в пл. усл. – 0,86 сП;
- коэффициенты сжимаемости породы – $0,25 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹;
- коэффициенты сжимаемости воды – $3,5 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹;
- начальная нефтенасыщенность – 0,71 доли ед.;
- остаточная нефтенасыщенность – 0,35 доли ед.

За начальные условия принято состояние статического равновесия, при котором скорости фаз (нефти и воды) равны нулю, а давление является функцией глубины. Капиллярное давление принято равным нулю, что предполагает отсутствие переходной зоны давлений на поверхности раздела фаз «вода–нефть». Значения ОФП для пластовых флюидов заданы в виде функций от водонасыщенности. Величина начальной водонасыщенности в разделяющем слое (перемычке) принята равной 0,7 доли ед., величина начальной нефтенасыщенности – 0,3 доли ед.

Постановка задачи и граничные условия. На созданной модели воспроизводится процесс вытеснения нефти пресной водой. Нагнетание воды осуществляется в скважину I_1 . Отбор нефти ведется добывающей скважиной D_1 . На скважинах заданы граничные условия I рода: закачка воды ведется при забойном давлении, равном 37 МПа, добыча нефти – при забойном давлении 32 МПа. Расстояние между скважинами – 404 м. Расчетный период времени – 10 лет.

Интенсивность перетекания через разделяющие слои не может быть априорно охарактеризована непосредственным количественным показателем: она увязывается с некоторыми обобщенными параметрами, которые отражают соотношение фильтрационных свойств продуктивных и разделяющих слоев [94], [140], поэтому для оценки интенсивности фильтрационного перетока через разделяющий слой моделировались варианты с различным соотношением коэффициентов вертикальной и латеральной проницаемости слоев.

В модели приняты следующие свойства пласта:

- слой 1 (кровля пласта) коэффициент проницаемости по осям X и Y (k_x, k_y) равен 300,0 мД, по оси Z (k_z) – 30 мД; коэффициент пористости (m) – 10 %;
- слой 2 (перемычка): $k_x = k_y = 0,003$ мД; $k_z = 0,3$ мД; $m = 1$ %;
- слой 3 (подошва пласта): $k_x = k_y = 30$ мД; $k_z = 3$ мД; $m = 10$ %.

Во втором и третьем вариантах коэффициент проницаемости разделяющего слоя меняется от 0,03 до 0,003 мД. В четвертом варианте коэффициент проницаемости принят равным нулю (частная подсхема 1.2.2), т. е. пласт разделен на два слоя, изолированных друг от друга.

Строение подсхемы в разрезе приведено в работе [17] (рис. 2.1). Из рис. 2.1 и комментариев к нему следует, что передвижение фронта вытеснения вода–нефть происходит в каждом слое с некой постоянной скоростью, прямо пропорциональной коэффициентам проницаемости k_1 – k_4 этих слоев. Из рис. 2.1 также следует, что перемещение воды и нефти идет строго вдоль напластования, а поперечный массоперенос отсутствует.

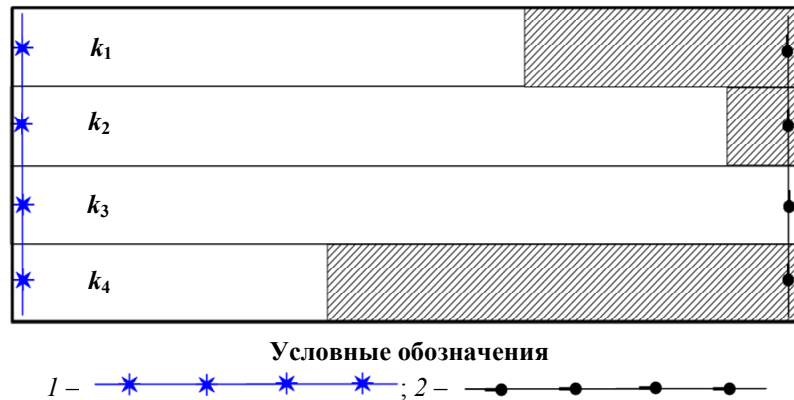


Рис. 2.1. Вытеснение нефти водой из послойно неоднородного пласта [17].
Скважины: 1 – нагнетательные; 2 – добывающие

Нагнетание воды ведется в верхний (первый) слой пласта, жидкость отбирается из 1 и 3 слоев. Предполагается, что разделяющий 2 слой работает в жестком режиме фильтрации, т. е. упругие запасы в разделяющем слое практически не срабатываются из-за малых величин емкости и проницаемости, и жидкость через него проходит транзитом с верхнего в нижний слой. Добыча жидкости останавливается при достижении в продукции добывающей скважины 96 % воды. На рис. 2.2 показана расчетная схема

пласта и его сеточная аппроксимация. Представленная расчетная схема отражает выработку запасов нефти из двух взаимодействующих слоев через слой-перемычку.

Результаты моделирования. На рис. 2.3–2.6 показано распределение расчетной нефтенасыщенности пласта, полученное через 6 месяцев, 3 года и через 7 лет при коэффициенте вертикальной проницаемости (k_z): 1) 0,3 мД; 2) 0,03 мД; 3) 0,003 мД; 4) 0 мД.

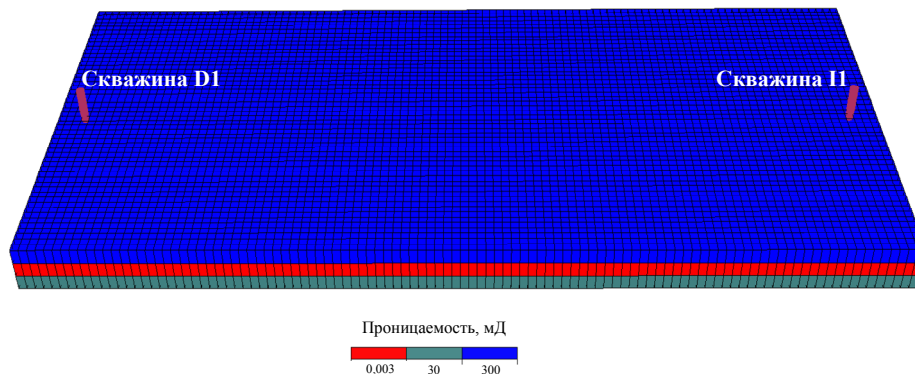


Рис. 2.2. Расчетная схема пласта в плане

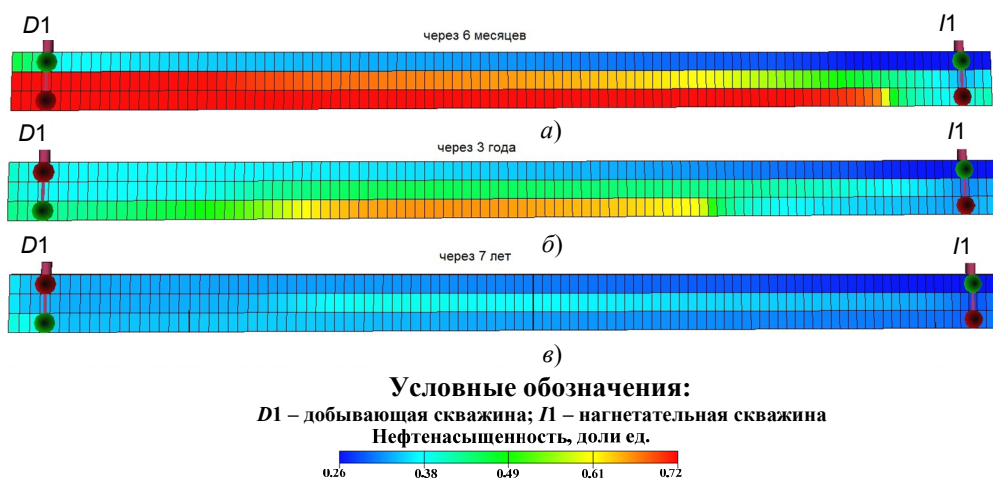


Рис. 2.3. Распределение расчетной нефтенасыщенности при $k_z = 0,3$ мД

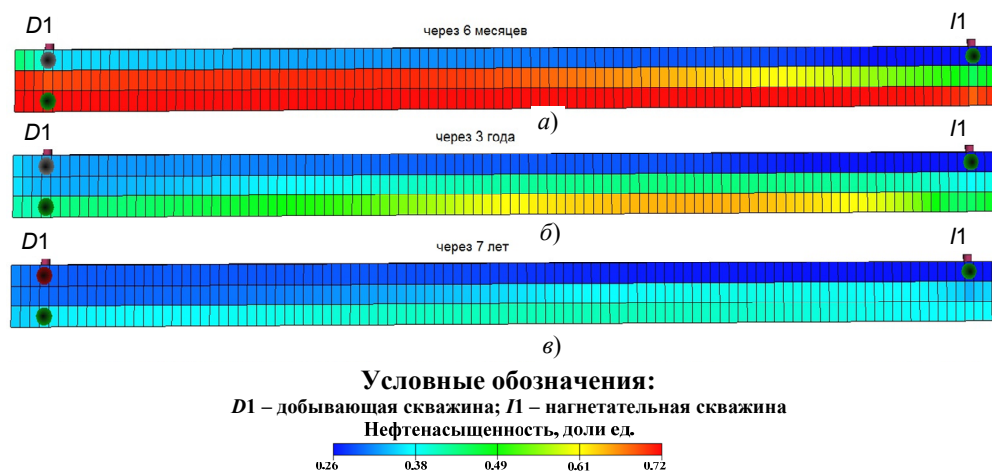


Рис. 2.4. Распределение расчетной нефтенасыщенности при $k_z = 0,03$ мД

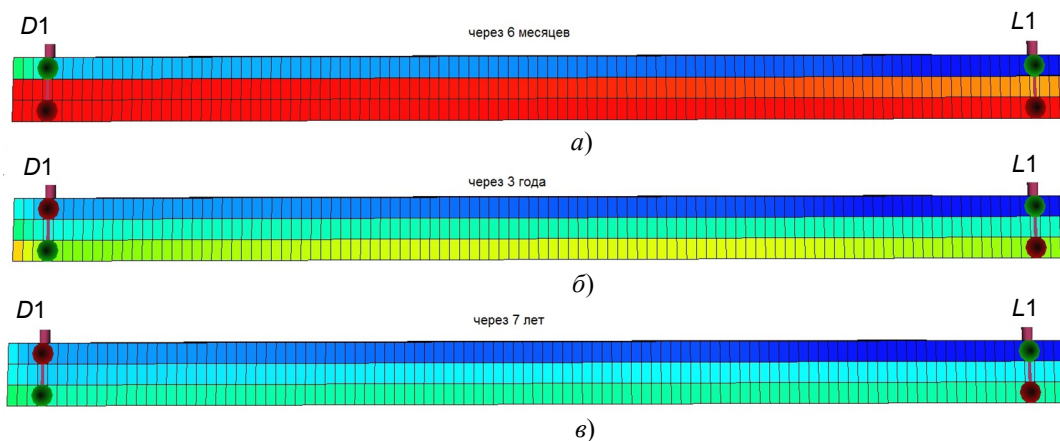


Рис. 2.5. Распределение расчетной нефтенасыщенности при $k_z = 0,003$ мД

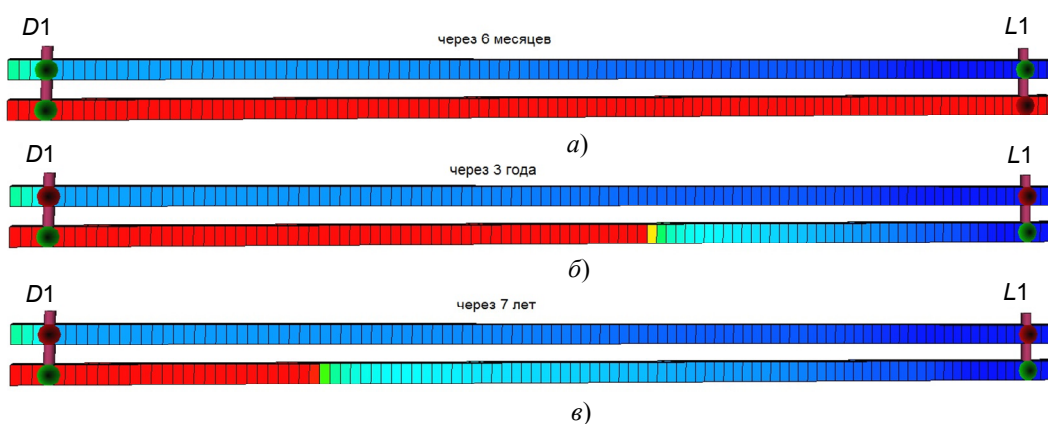


Рис. 2.6. Распределение расчетной нефтенасыщенности при $k_z = 0$ мД

Из анализа рис. 2.3–2.6 следует:

- во всех четырех вариантах из верхнего слоя происходит поршневое вытеснение нефти; скорость вытеснения пропорциональна коэффициенту проницаемости пласта. Этот процесс сопровождается очень быстрой выработкой активных запасов нефти из кровли пласта; предельное обводнение продукции достигается через 6 месяцев;

- вытеснение нефти из нижнего слоя происходит за счет перетекания жидкости из кровли пласта через слой-перемычку при соответствующем градиенте давления между смежными слоями; интенсивность перетекания и, соответственно, темпы вытеснения нефти из нижнего слоя определяются коэффициентом проницаемости слоя-перемычки. В первом варианте моделирования (рис. 2.3) заводнение нижнего слоя начинается через 6 месяцев, вытеснением охвачено около 5 % от всей площади слоя, в то время как во втором и третьем вариантах через 6 месяцев нижний слой еще не затронут вытеснением. Из анализа рис. 2.3 и 2.4 видно, что через 3 года разработки перетекание жидкости осуществляется уже через всю площадь разделяющего слоя, но наиболее интенсивно в зонах отбора и нагнетания (варианты 1 и 2). В третьем варианте на этот же момент времени переток жидкости осуществляется относительно равномерно и в более медленном темпе, что способствует сдержанному росту обводненности продукции. О степени выработки запасов можно судить по величине коэффициента извлечения нефти. В первом варианте расчета через 3 года вытеснения нефти водой коэффициент извлечения нефти (КИН) составил 0,437 усл.

ед., во втором варианте – 0,481 усл. ед., в третьем варианте – 0,463 усл. ед., в четвертом варианте – 0,35 усл. ед. В первом варианте расчета через 7 лет КИН составил 0,54 усл. ед., во втором варианте – 0,562 усл. ед., в третьем – 0,585 усл. ед., в четвертом варианте – 0,362 усл. ед. Из сравнения расчетной нефтенасыщенности, представленной на рис. 2.3–2.5, отмечается, что через 7 лет разработки в первом, втором, третьем вариантах вытеснением охвачен весь пласт.

Влияние фильтрационной неоднородности на ПСФП выражается в динамике технологических показателей разработки (дебит скважины по нефти и воде). На рис. 2.7 и 2.8 показаны дебиты скважины $D1$ по нефти, обводненность продукции, накопленная добыча нефти для четырех вариантов расчета. По графикам можно судить о влиянии перетока на вытеснение нефти из нижнего слоя. Активизация запасов из нижнего слоя осуществляется за счет перетока жидкости через разделяющий слой-перемычку. Значимость процесса перетекания даже при относительно малом коэффициенте вертикальной проницаемости (третий вариант) зависит от длительности периода разработки.

Расчетная схема, принятая в работе [17], не отвечает природным условиям, так как не учитывает поперечную фильтрацию через разделяющий слой.

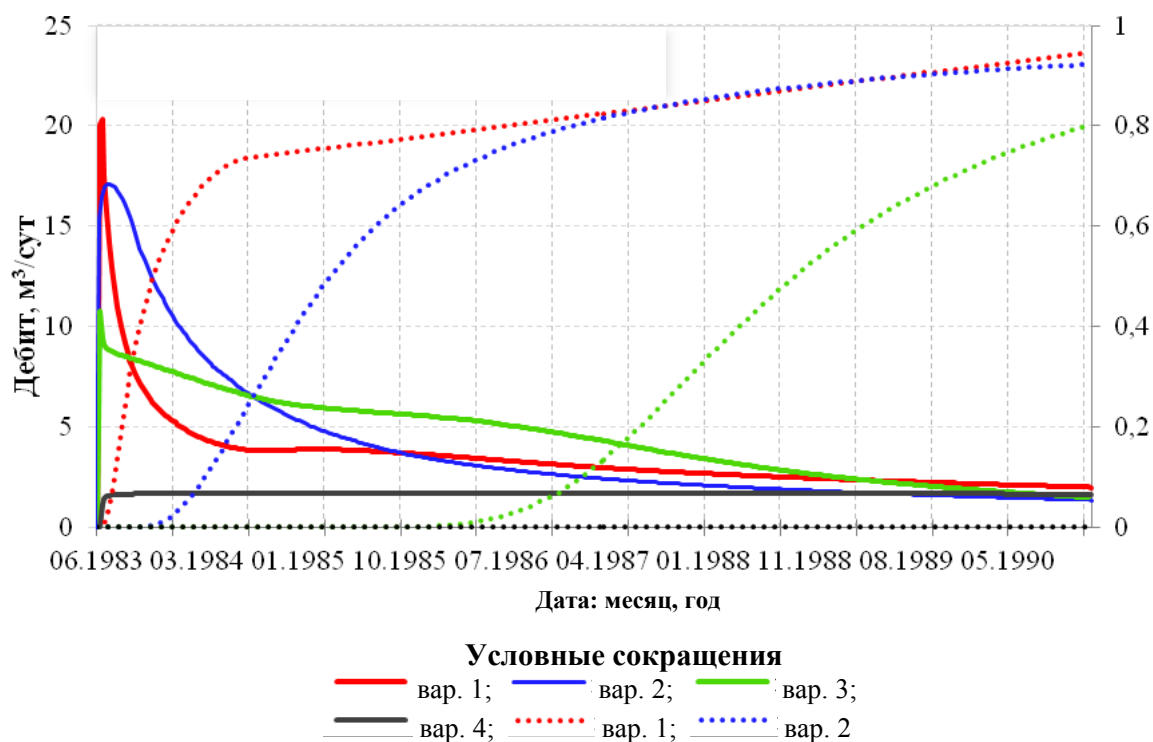


Рис. 2.7. Дебит нефти (сплошная линия) и обводненность (пунктирная линия) скважины $D1$ при отборе из нижнего слоя: вариант 1 – $k_z = 0,3$ мД; вариант 2 – $k_z = 0,03$ мД; вариант 3 – $k_z = 0,003$ мД; вариант 4 – $k_z = 0$ мД

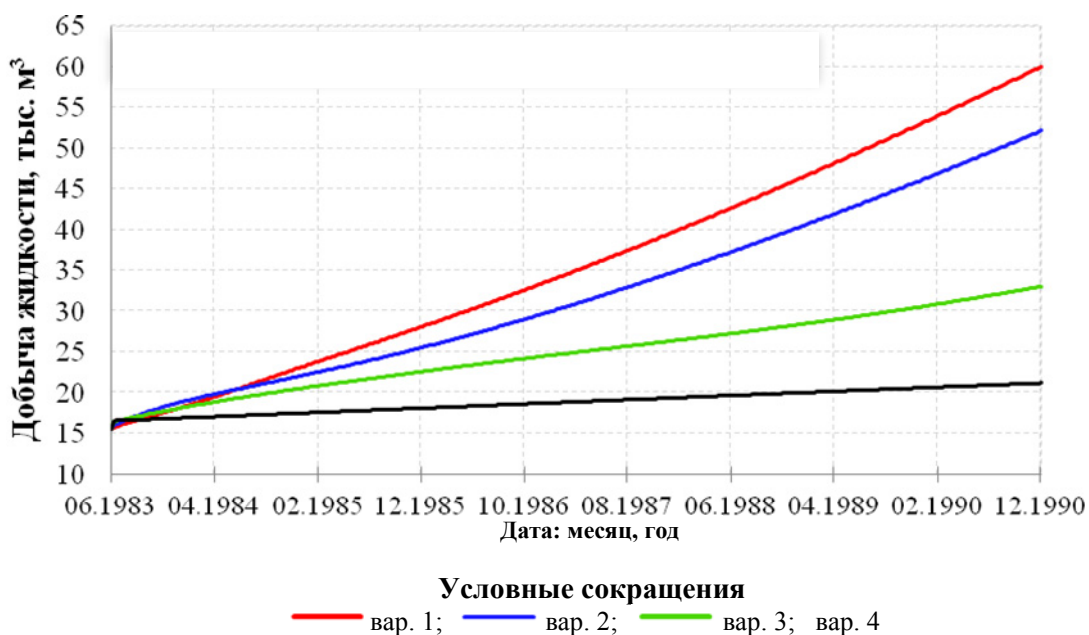


Рис. 2.8. Накопленная добычи жидкости (воды и нефти) при отборе из нижнего слоя

Рассматриваемые нами тестовые объекты имеют небольшие геометрические размеры. Для реальных месторождений нефти размеры зоны дренирования добывающих скважин значительно выше. Большая площадь поверхности взаимодействия слоя-перемычки с вмещающими породами и длительное время процессов разработки определяют существенные масштабы фильтрационных процессов с участием низкопроницаемых пород.

Проницаемость пород-перемычек следует учитывать при выборе объектов для проведения в них водоизоляционных работ.

2.2. Особенности формирования пространственной структуры фильтрационного потока при вытеснении нефти из гетерогенного засоленного пласта (тестовые эксперименты)

Строение карбонатных пород-коллекторов Припятского прогиба осложнено постседиментационными процессами, среди которых катагенетическое галитообразование в порах, кавернах и трещинах имеет весьма важное значение для разработки нефтяных залежей. Механизм формирования галитовой минерализации межсолевых и подсолевых отложений Припятского прогиба рассмотрен в публикациях А. А. Махнач, Р. С. Сахибгареева, В. Л. Тюменцева, В. М. Шимановича, В. Д. Порошина, В. Г. Жогло. Галит заполняет поровое пространство как частично (занимая часть порового объема), так и полностью, делая породу практически непроницаемой [23], [49], [91], [92], [111], [122], [123].

В процессе разработки нефтяных залежей путем закачки в них пресной воды происходит растворение галитовых образований, формирование новой фильтрационной обстановки и, как следствие, непрерывное изменение структуры фильтрационного потока. Широкое развитие катагенетического галита в породах-коллекторах нефтяных месторождений Припятского прогиба убедительно подтверждается результатами гидрохимического мониторинга, полученными В. Д. Порошиным и В. В. Муляком при контроле за разработкой нефтяных месторождений [23]–[25], [111].

Экспериментальные исследования по влиянию гидрохимических процессов на емкостные и фильтрационные свойства пород разрабатываемых месторождений

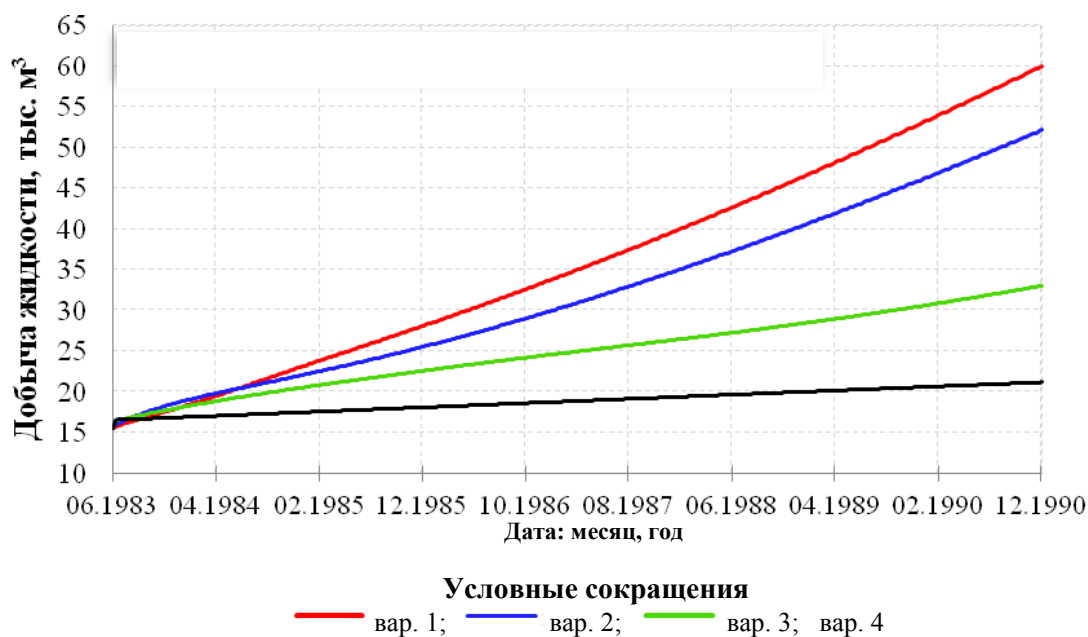


Рис. 2.8. Накопленная добычи жидкости (воды и нефти) при отборе из нижнего слоя

Рассматриваемые нами тестовые объекты имеют небольшие геометрические размеры. Для реальных месторождений нефти размеры зоны дренирования добывающих скважин значительно выше. Большая площадь поверхности взаимодействия слоя-перемычки с вмещающими породами и длительное время процессов разработки определяют существенные масштабы фильтрационных процессов с участием низкопроницаемых пород.

Проницаемость пород-перемычек следует учитывать при выборе объектов для проведения в них водоизоляционных работ.

2.2. Особенности формирования пространственной структуры фильтрационного потока при вытеснении нефти из гетерогенного засоленного пласта (тестовые эксперименты)

Строение карбонатных пород-коллекторов Припятского прогиба осложнено постседиментационными процессами, среди которых катагенетическое галитообразование в порах, кавернах и трещинах имеет весьма важное значение для разработки нефтяных залежей. Механизм формирования галитовой минерализации межсолевых и подсолевых отложений Припятского прогиба рассмотрен в публикациях А. А. Махнача, Р. С. Сахибгареева, В. Л. Тюменцева, В. М. Шимановича, В. Д. Порошина, В. Г. Жогло. Галит заполняет поровое пространство как частично (занимая часть порового объема), так и полностью, делая породу практически непроницаемой [23], [49], [91], [92], [111], [122], [123].

В процессе разработки нефтяных залежей путем закачки в них пресной воды происходит растворение галитовых образований, формирование новой фильтрационной обстановки и, как следствие, непрерывное изменение структуры фильтрационного потока. Широкое развитие катагенетического галита в породах-коллекторах нефтяных месторождений Припятского прогиба убедительно подтверждается результатами гидрохимического мониторинга, полученными В. Д. Порошиным и В. В. Муляком при контроле за разработкой нефтяных месторождений [23]–[25], [111].

Экспериментальные исследования по влиянию гидрохимических процессов на емкостные и фильтрационные свойства пород разрабатываемых месторождений

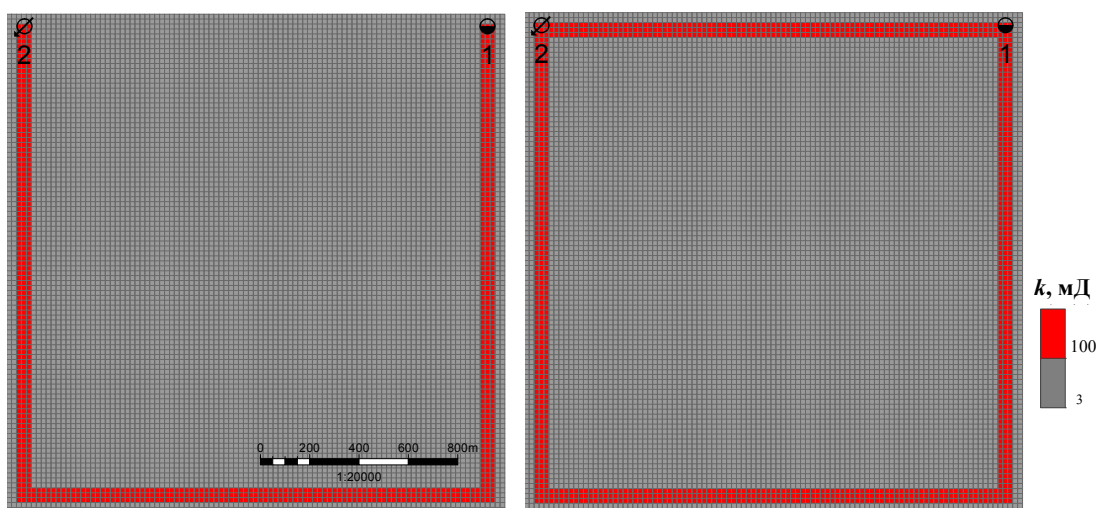
выполнялись на образцах терригенных пород Верхнечонского месторождения [70]. Результаты экспериментов показывают существенное изменение структуры порового пространства при растворении галита: проницаемость образцов увеличивается в десятки и сотни раз [70] (табл. 2.1). Результаты численного исследования процессов рассоления при заводнении засоленных коллекторов пресной водой приведены в работе [138]. Подобные исследования на образцах керна нефтяных месторождений Припятского прогиба еще не проводились.

Таблица 2.1

Результаты изучения зависимости проницаемости засоленной породы от промывки водой

Степень заполнения пор солью, доли ед.	Коэффициент проницаемости, мД		Увеличение проницаемости в <i>n</i> раз
	до промывки	после промывки	
0,03	1,37	1,63	1,2
0,20	2,53	15,79	6,3
0,21	0,54	5,79	10,7
0,38	2,00	49,83	24,9
0,67	1,21	4464	3689
0,69	0,82	2986	3641
0,69	1,35	4108	3043
0,75	0,70	4191	10273
0,80	1,21	4464	3689
0,81	0,75	8487	11316

Экспериментальные исследования позволили создать основу для дальнейшего моделирования процесса выработки остаточных извлекаемых запасов нефти из засоленного пласта. Расчетная схема пласта представляет собой блок низкопористой горной породы, ограниченный системой трещин (рис. 2.9).



а)

б)

Условные обозначения

● 1 – добывающая скважина; ∅ 2 – нагнетательная скважина;

k – проницаемость, мД

Рис. 2.9. Расчетная схема: исходное поле проницаемости модельного пласта при U-образной (а) и кольцевой (б) форме высокопроницаемого канала

Постановка задачи и граничные условия. Исследуются особенности формирования структуры фильтрационного потока при разработке залежи нефти одной добывающей (скв. 1) и одной нагнетательной (скв. 2) скважинами при наличии по периметру пласта U -образного (вариант 1) и кольцевого высокопроницаемого канала (вариант 2). Проницаемость матрицы пласта принята равной 3,0 мД. Начальная проницаемость ВПК составляет 100 мД, его ширина – 60 м. Модельный пласт, имеющий размеры 2020×2020 м в плане, представлен одним слоем мощностью 3 м, вертикальная составляющая потока отсутствует. Пласт аппроксимирован сеточной областью с размером элементарных ячеек $20 \times 20 \times 3$ м по осям X , Y и Z соответственно. Добывающая и нагнетательная скважины заданы как внутренние границы второго рода с фактическими дебитами по жидкости.

Результатом нагнетания воды в пласт является увеличение проницаемости пласта в зоне заводнения. Изменение проницаемости в процессе растворения галита водой, закачиваемой в пласт, имитировалось увеличением коэффициента проницаемости матрицы пласта (k_m) и ВПК (k_k) на каждом расчетном этапе в соответствии с фронтом продвижения воды к добывающей скважине. В ячейках модели с содержанием водонасыщенности более 70 % коэффициент проницаемости увеличивался в 2 раза. Такая процедура выполнялась в течение тридцатилетнего периода разработки. Всего выполнено 11 итераций с шагом по времени от одного года до пяти лет. По результатам моделирования получены поля проницаемости и соответствующие им поля нефтенасыщенности на разные моменты времени (рис. 2.10–2.21).

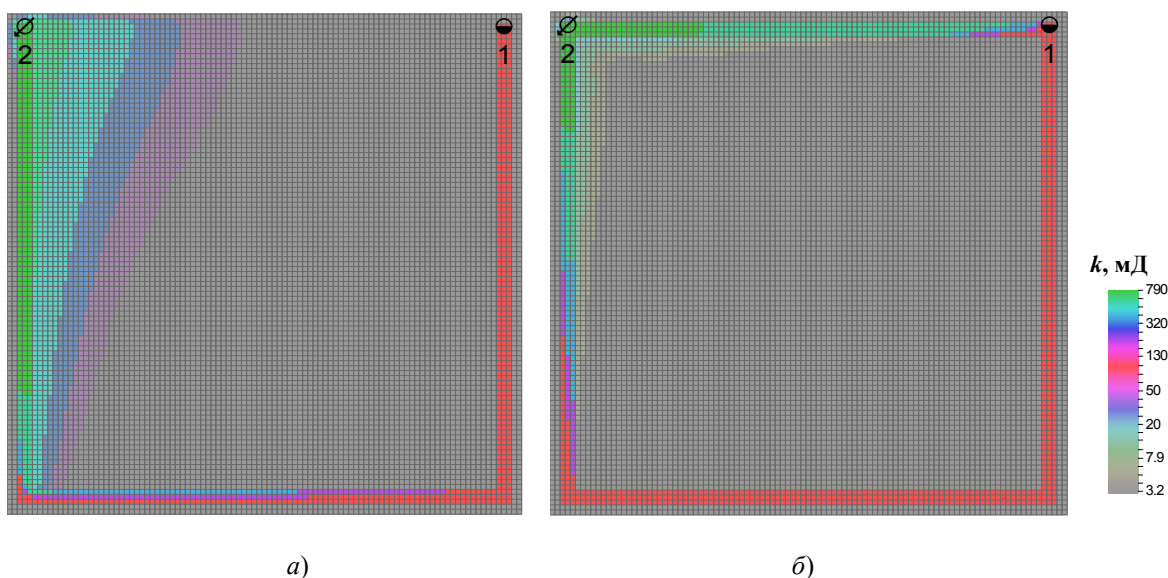


Рис. 2.10. Поле проницаемости модельного пласта после растворения галита при U -образной (а) и кольцевой (б) форме ВПК через 5 лет после начала разработки нефтенасыщенного пласта

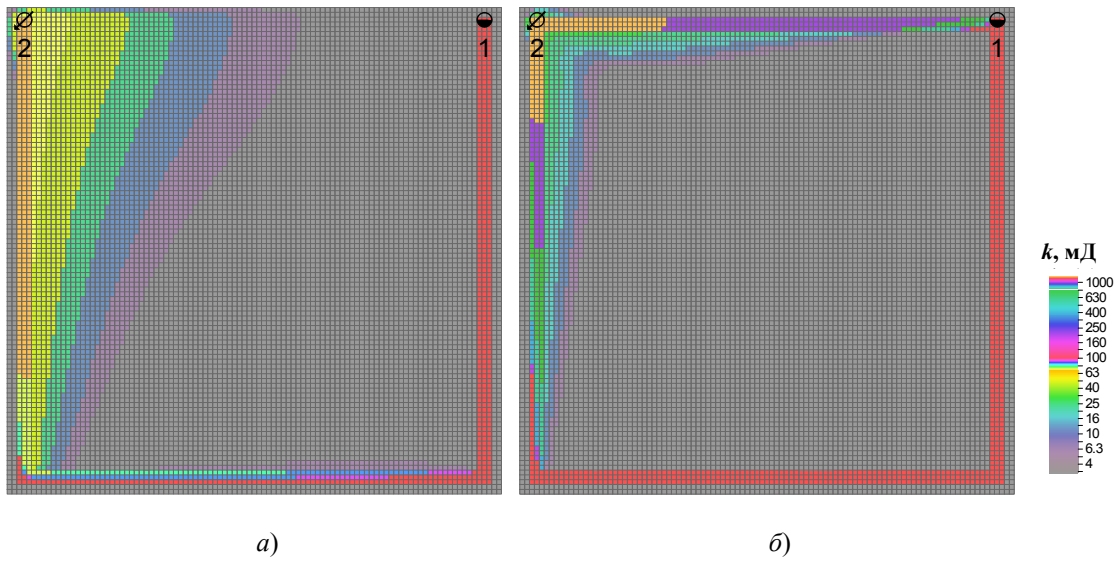


Рис. 2.11. Поле проницаемости модельного пласта после растворения галита при U-образной (а) и кольцевой (б) форме ВПК через 10 лет

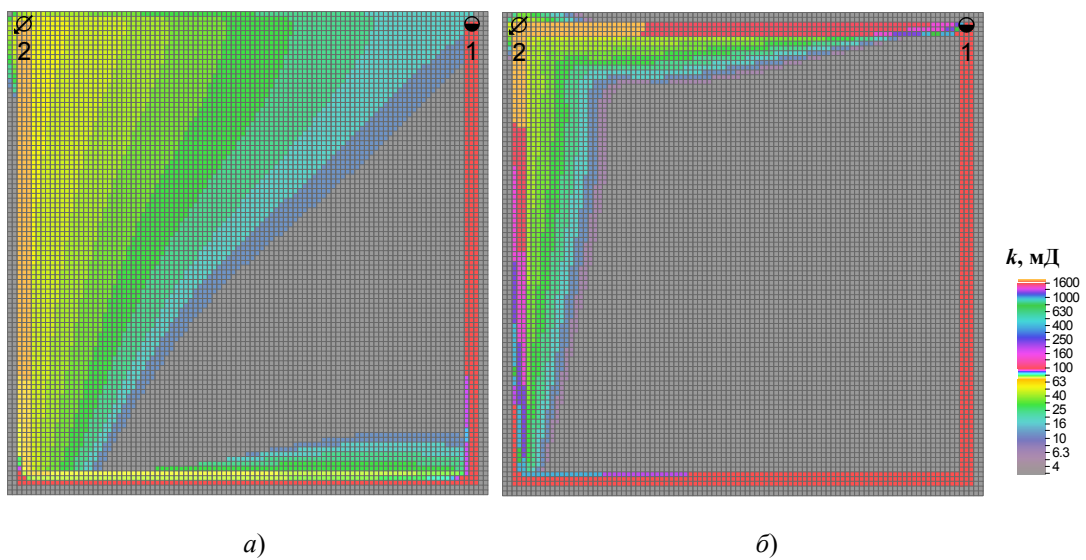


Рис. 2.12. Поле проницаемости модельного пласта после растворения галита при U-образной (а) и кольцевой (б) форме ВПК через 15 лет

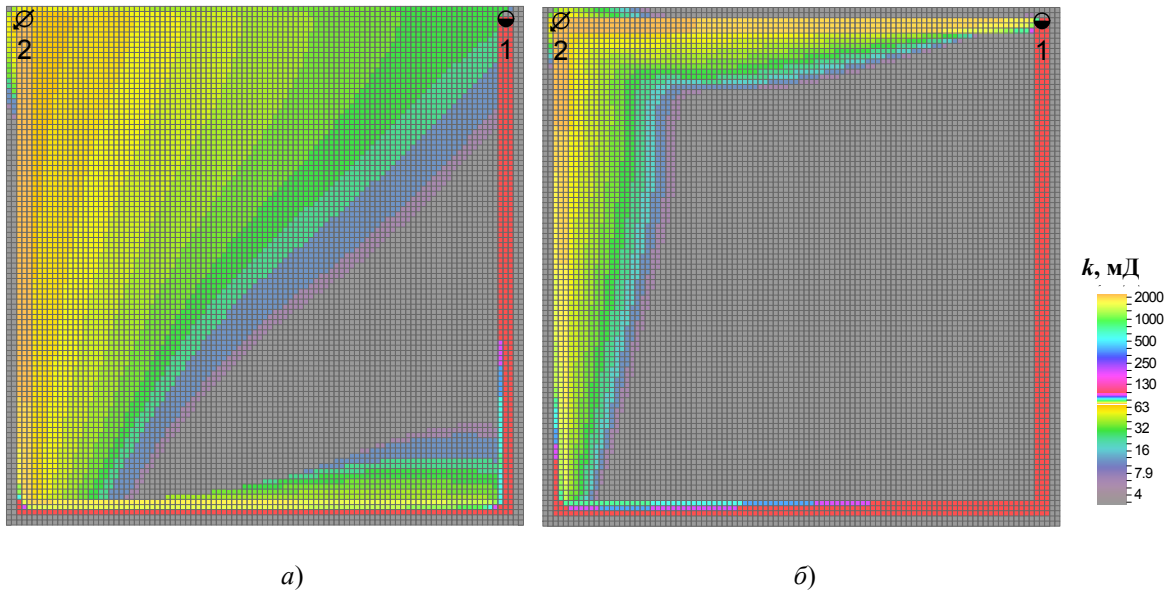


Рис. 2.13. Результирующее поле проницаемости модельного пласта после растворения галита при U-образной (а) и кольцевой (б) форме высокопроницаемого канала на последнюю дату расчета

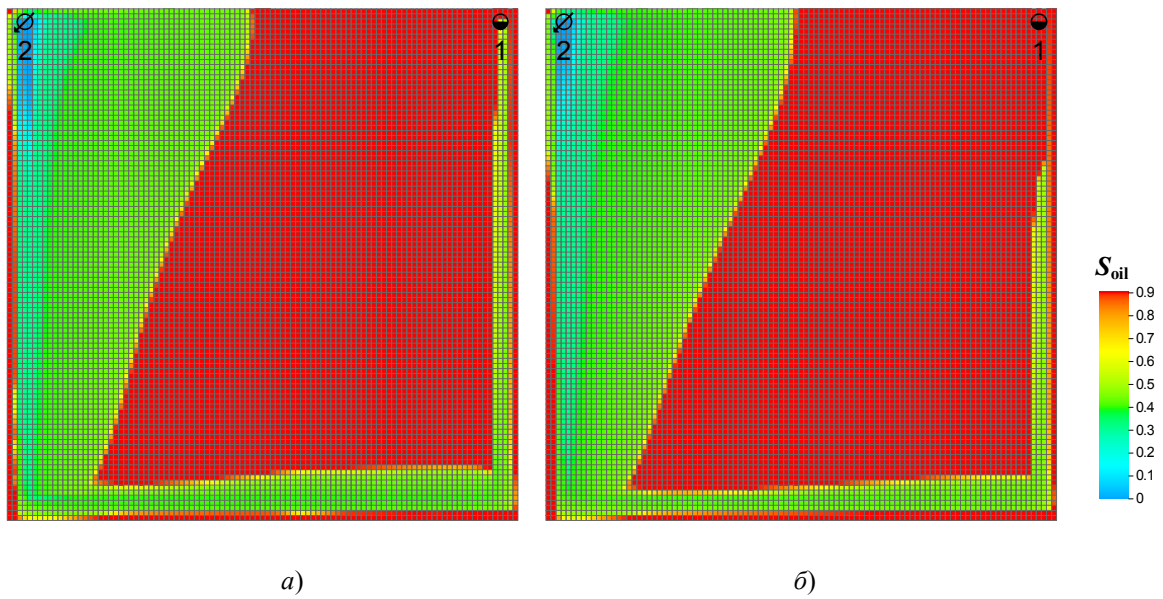


Рис. 2.14. Распределение нефтенасыщенности пласта (S_{oil}) с U-образным ВПК через 5 лет после начала моделирования при переменной (а) и постоянной (б) проницаемости пласта

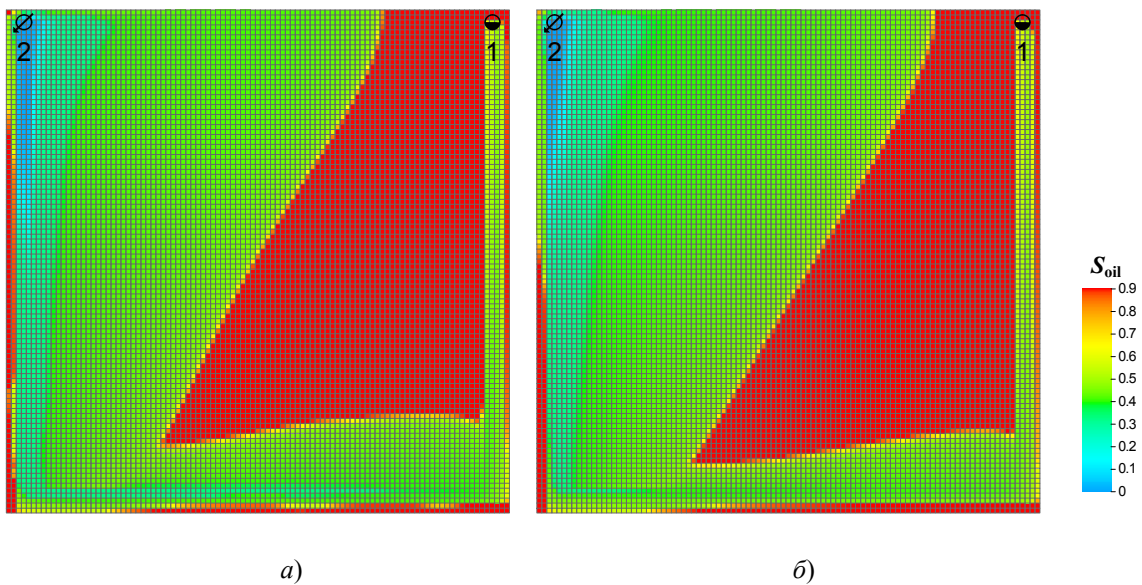


Рис. 2.15. Распределение нефтенасыщенности пласта (S_{oil}) с U-образным ВПК через 10 при переменной (а) и постоянной (б) проницаемости пласта

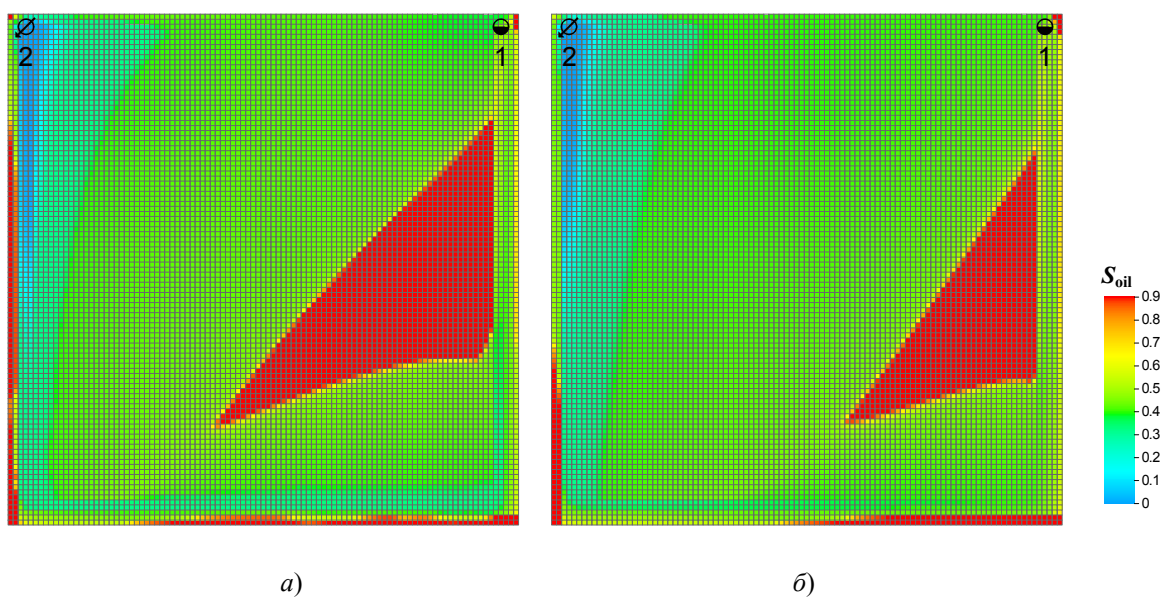


Рис. 2.16. Распределение нефтенасыщенности пласта (S_{oil}) с U-образным ВПК через 15 лет после начала моделирования при переменной (а) и постоянной (б) проницаемости пласта

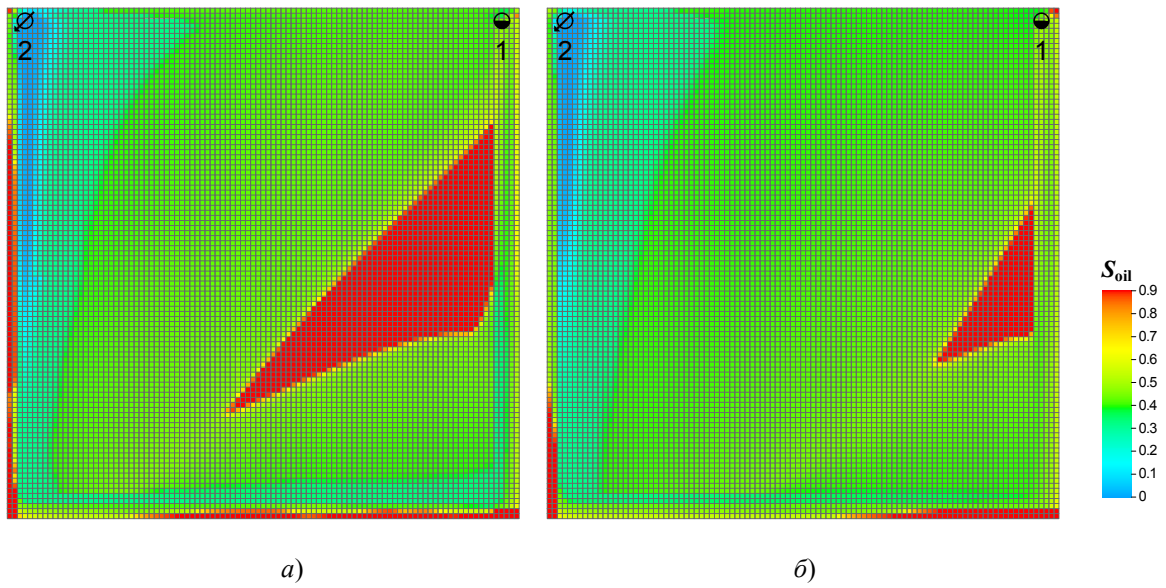


Рис. 2.17. Распределение нефтенасыщенности пласта (S_{oil}) с U-образным ВПК на конец расчетного периода при переменной (слева) и постоянной (справа) проницаемости пласта

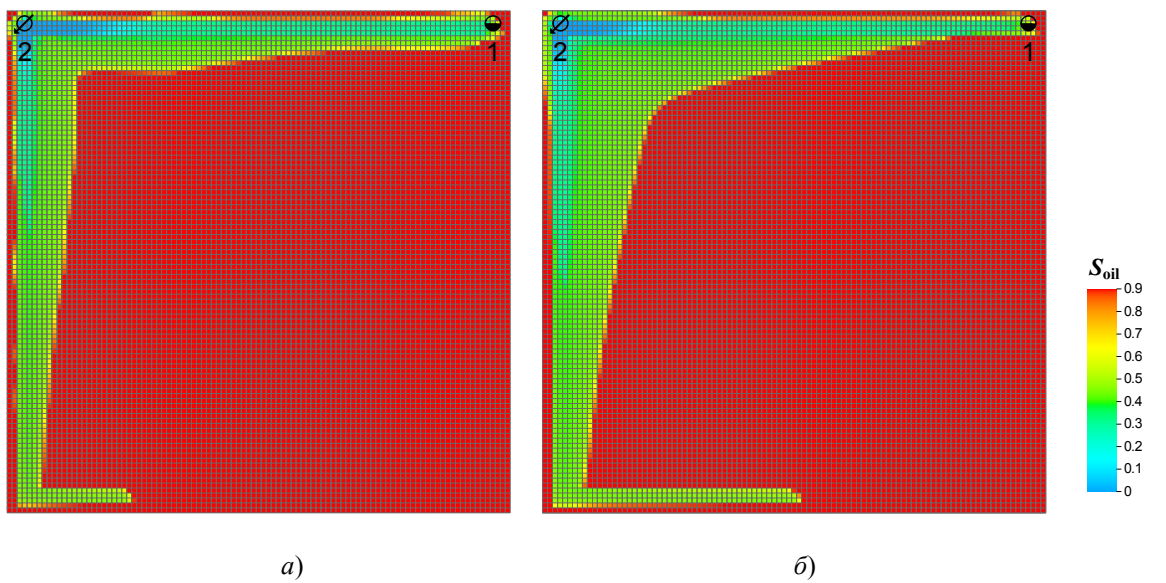


Рис. 2.18. Распределение нефтенасыщенности пласта (S_{oil}) с кольцевым ВПК через 5 лет после начала моделирования при переменной (а) и постоянной (б) проницаемости пласта

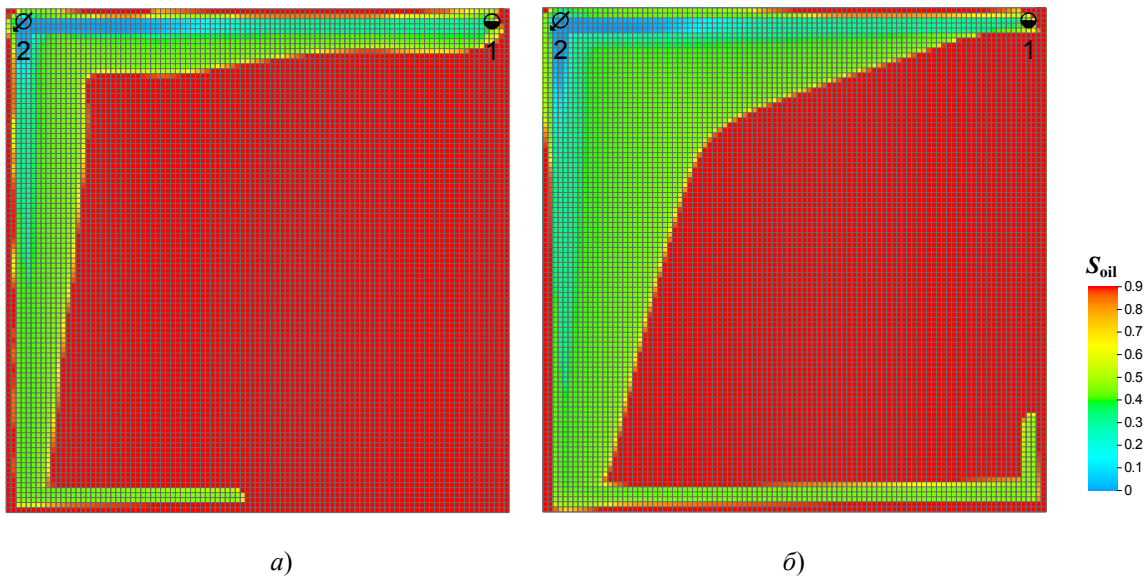


Рис. 2.19. Распределение нефтенасыщенности пласта (S_{oil}) с кольцевым ВПК через 15 лет после начала моделирования при переменной (а) и постоянной (б) проницаемости пласта

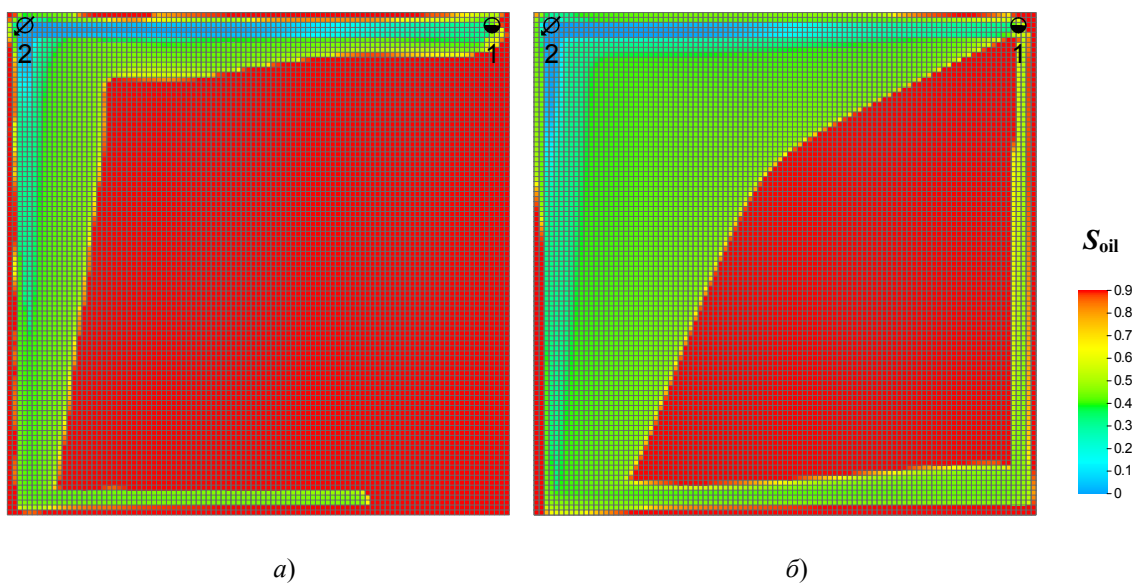


Рис. 2.20. Распределение нефтенасыщенности пласта с (S_{oil}) кольцевым ВПК через 20 лет после начала моделирования при переменной (а) и постоянной (б) проницаемости пласта

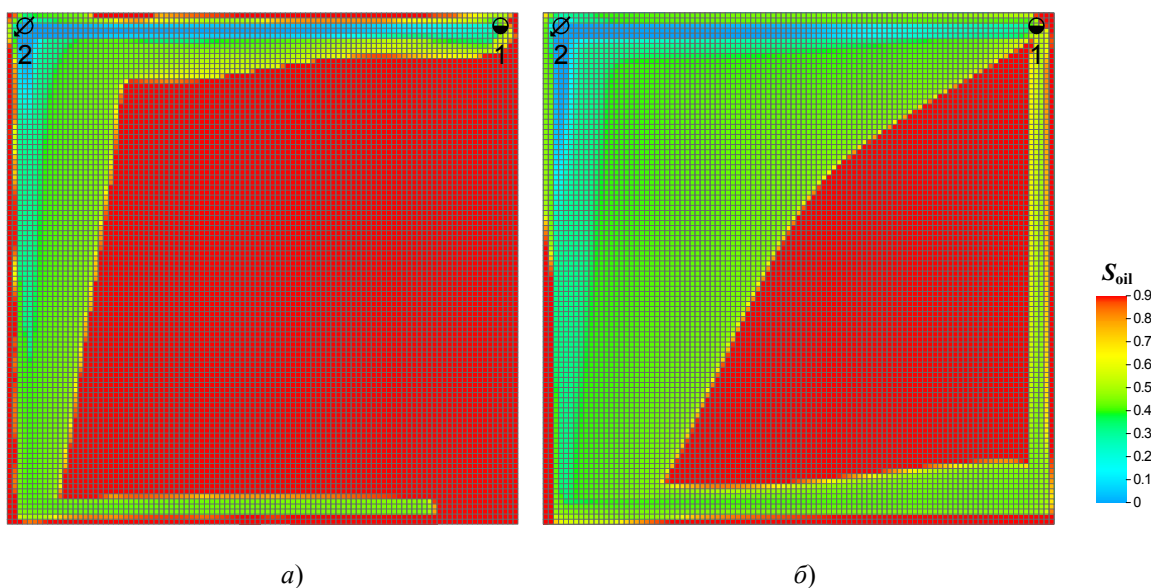


Рис. 2.21. Распределение нефтенасыщенности пласта (S_{oil}) с кольцевым ВПК на конец расчетного периода при переменной (а) и постоянной (б) проницаемости пласта

В результате размыва галита величина k_m и k_k в призабойной зоне нагнетательной скважины увеличилась соответственно с 3 до 66 мД и с 100 до 2200 мД при сохранении исходных значений в удаленных частях пласта. Модельные значения проницаемости пласта в зоне размыва галита сопоставимы с данными, полученными на керновых моделях [127].

Изменение проницаемости пласта в ходе закачки в него пресной воды сопровождается переформированием структуры фильтрационного потока (изменение направлений и скоростей фильтрации жидкости, перераспределение пластовых давлений). На рис. 2.22 отражено изменение обводненности продукции добывающей скважины во времени при различных схемах проницаемости пласта. График 1 (базовый) показывает динамику обводнения продукции при постоянных во времени значениях k_m и k_k (растворение галита не происходит). График 2: исходные значения k_m и k_k в обводненной части пласта на втором этапе расчета увеличены в 2 раза и в дальнейшем оставались постоянными. График 3: исходные значения k_m и k_k в обводненной части пласта на третьем этапе расчета снова увеличены в 2 раза и в течение дальнейшего времени оставались неизменными. Графики 4–10 построены по такой же технологии. График 11 характеризует результирующее влияние изменения проницаемости пласта на обводненность продукции добывающей скважины. Скачкообразный рост обводненности в начале каждого расчетного этапа вызван дискретным изменением k_m и k_k при расчетах. Влияние этой дискретности отражают промежуточные графики 2–10.

В первом варианте (без учета изменения проницаемости) для пласта с кольцевым ВПК при достижении предельной обводненности продукции накопленная добыча нефти составила 103,5 тыс. м³, во втором варианте – 24,1 тыс. м³. Учитывая, что геологические запасы нефти модельного пласта составляют 207 тыс. м³, конечный КИН по первому варианту расчета равен 0,5 усл. ед., а по второму варианту – 0,11 усл. ед., т. е. уменьшение КИН равно 38,3 % (рис. 2.23).

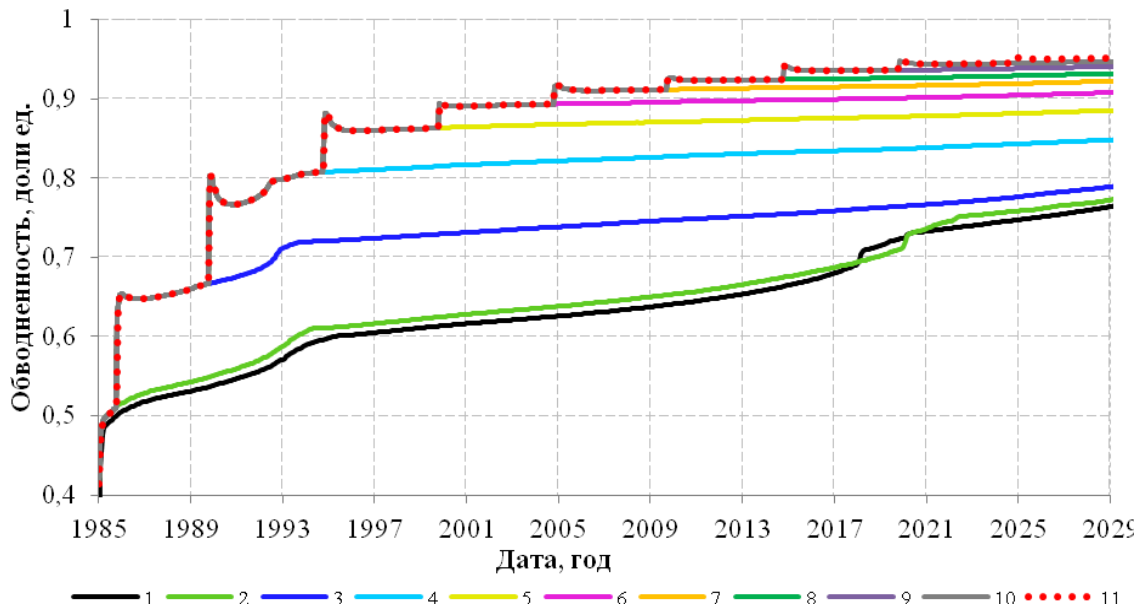


Рис. 2.22. Динамика обводнения продукции добывающей скважины при кольцевой форме ВПК: 1 – обводненность продукции при постоянных k_m и k_k ; 2 – на втором этапе расчета; 3–10 – на третьем–десятом этапах расчета; 11 – за весь период разработки

Для пласта с U -образным ВПК в первом варианте к окончанию расчета накопленная добыча нефти составила 117,7 тыс. m^3 , конечный КИН – 0,56 усл. ед.; во втором варианте – 101,14 тыс. m^3 , конечный КИН – 0,48 усл. ед., уменьшение КИН составило 8,0 % (рис. 2.24).

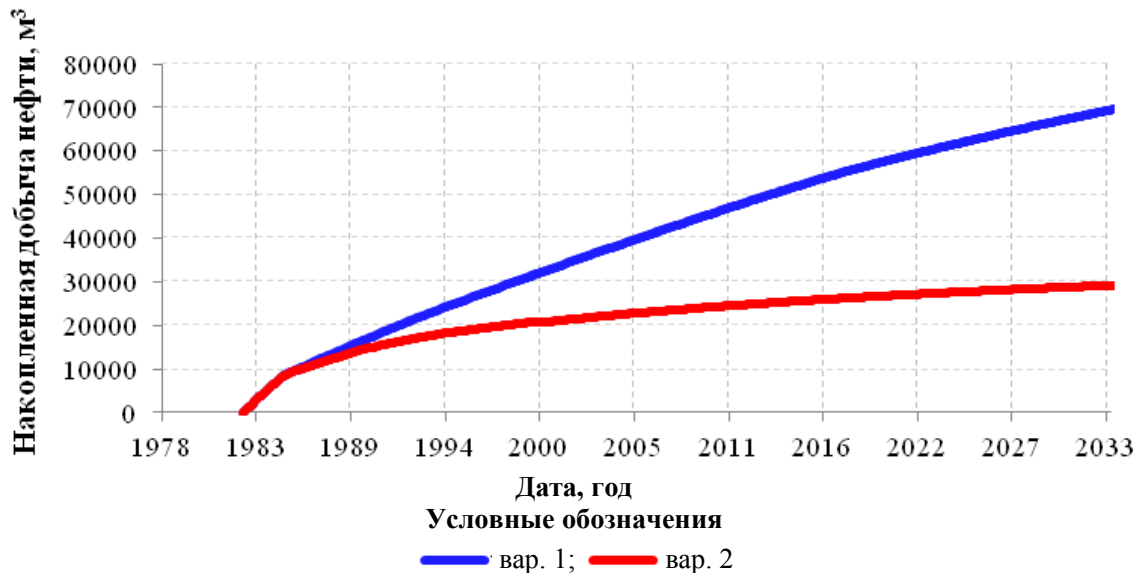


Рис. 2.23. Накопленная добыча нефти для пласта с кольцевым ВПК: вариант 1 – при постоянной проницаемости; вариант 2 – при переменной проницаемости

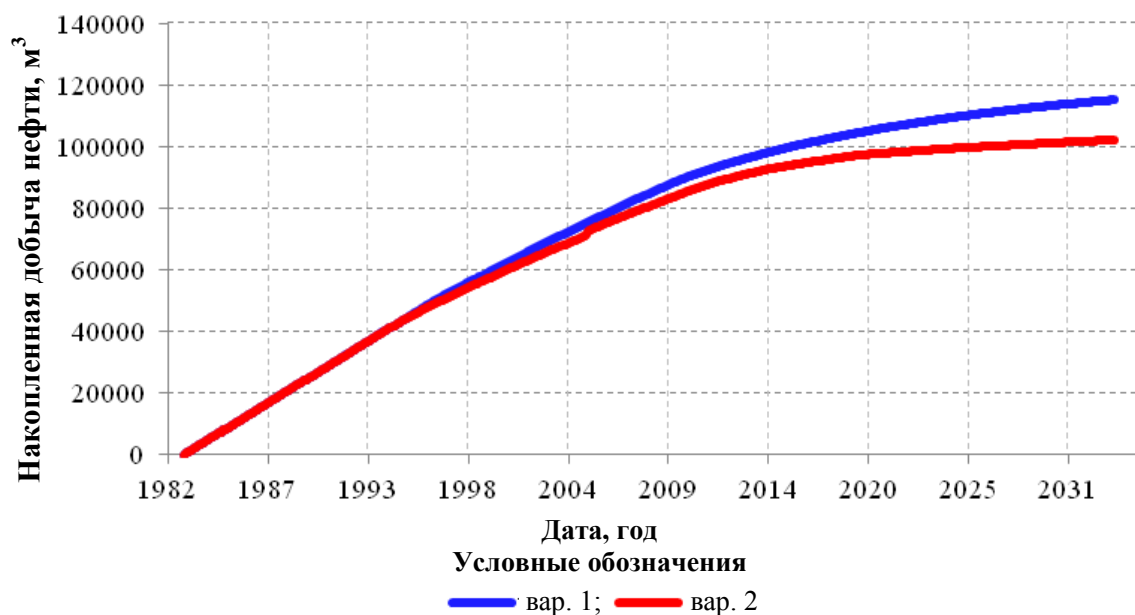


Рис. 2.24. Накопленная добыча нефти для пласта с U -образным ВПК:
 вариант 1 – при постоянной проницаемости;
 вариант 2 – при переменной проницаемости

Результаты моделирования

1. Изменение проницаемости нефтенасыщенного засоленного пласта в ходе закачки в него пресной воды сопровождается переформированием структуры фильтрационного потока: происходит перераспределение пластовых давлений, меняются направления и скорости фильтрации жидкости.

2. При U -образной форме ВПК с переменной и постоянной проницаемостью пласта прорыв воды к добывающей скважине происходит по ВПК (рис. 2.14 и 2.15). Однако при соотношении $k_k : k_m$, равном 10 : 1 и менее, прорыв закачиваемой воды к добывающей скважине происходит не по ВПК, а по кратчайшему пути. Размыв галита сопровождается увеличением проницаемости пласта во времени в каждой отдельной точке и в целом по площади, распространяясь от нагнетательной скважины в двух основных направлениях: по кратчайшему пути к добывающей скважине и от ВПК к центру пласта. В результате к окончанию расчета значительная часть подвижных запасов нефти блокируется на востоке пласта (рис. 2.17), а темпы обводнения продукции добывающей скважины возрастают. Рост фильтрационной неоднородности пласта с U -образным ВПК приводит к снижению темпов выработки подвижных запасов нефти, что отражается в снижении величины КИН на 8 % по сравнению с вариантом без изменения проницаемости.

3. В пласте с ВПК кольцевой формы по сравнению с пластом с U -образным ВПК охват залежи нефти вытеснением значительно снижается. При росте проницаемости пласта во времени почти весь объем закачиваемой воды движется к добывающей скважине по кратчайшему пути, почти не совершая полезной работы по вытеснению нефти из центральной части пласта (рис. 2.18–2.21).

4. Для пластов с неизменной во времени проницаемостью приведенные выше результаты моделирования являются очевидными. Принципиальным является то, что разработка залежей нефти в засоленных породах-коллекторах с заводнением сопровождается существенным изменением темпов и условий вытеснения неф-

ти из матрицы пласта. В целом при вытеснении нефти из засоленного пласта с применением системы заводнения структура фильтрационного потока трансформируется таким образом, что по мере выработки запасов нефти происходит ускорение темпов обводнения продукции добывающей скважины и снижение охвата пласта вытеснением. Снижение величины КИН по сравнению с вариантом без изменения проницаемости равно 38,3 %.

Глава 3

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ СТРУКТУРЫ ФИЛЬТРАЦИОННОГО ПОТОКА ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

Даже в схематизированном представлении геофильтрационные потоки остаются весьма сложными физическими системами [93], поэтому для изучения процессов, возникающих при разработке нефтяных месторождений, в настоящее время применяются численные методы моделирования, получившие теоретическое обоснование в середине 1950-х гг. Д. Писманом и Г. Рэкфордом. В последующем эти методы усовершенствованы таким образом, что можно моделировать картину процесса разработки любого месторождения [79]. В основе современного подхода к гидродинамическому моделированию и мониторингу процесса разработки нефтяных месторождений лежат трехмерные численные модели многофазной фильтрации, характеристика которых и их реализации в практике разработки изложены в публикациях В. Н. Щелкачева, И. А. Чарного, К. С. Басниева, С. Н. Закирова, Э. С. Закирова, И. М. Индрупского, Х. Азиза, Р. Д. Каневской, Г. Кричлоу, В. П. Майера, М. R. Carlson и др.

Модель любого природного объекта строится на определенной методологической основе. В настоящее время наиболее прогрессивным методологическим приемом считается системный подход. При этом моделирование является не только техническим методом решения сложных задач. Численное моделирование превратилось в своего рода символ передового научного подхода, в важнейший показатель качества проведенного исследования [85].

Численные методы гидродинамического моделирования широко используются в практике проектирования и оптимизации разработки месторождений углеводородов [1], [4], [39], [40], [50], [72], [87], [89], [99], [101], [130]. Практически все проектные документы сопровождаются математическими моделями, с помощью которых с той или иной успешностью осуществляются исследования технологий вытеснения нефти и поиск оптимальных вариантов разработки. Поэтому создание постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей месторождений нефти, адекватно описывающих строение пластов, а также происходящие в них фильтрационные процессы, является актуальной задачей для проектных и нефтедобывающих предприятий. Исследования ПСФП методами численного гидродинамического моделирования при разработке нефтяных залежей Припятского прогиба проводятся впервые.

Целью моделирования в нашем исследовании является: 1) изучение процессов, протекающих в нефтяной залежи при ее разработке; 2) получение надежных модельных оценок о распределении в объеме залежи остаточных запасов углеводородов; 3) обоснование оптимальных технологий по управлению процессом разработки.

Исходная информация для моделирования. Скважина, проходящая через нефтяной пласт, – единственный источник информации, дающий количественные характеристики пласта по линии его вскрытия. К этой информации относятся параметры пород и флюидов, необходимые для составления прогнозов и проведения расчетов по разработке пласта.

При построении моделей нефтяных месторождений используется очень большой объем геолого-промыслового, исследовательского и аналитического материала о пласте, насыщающих его флюидах, работе скважин. Создание моделей нефтяных месторождений Припятского прогиба регламентируется нормативным доку-

ментом «СТП 09100.17015.159–2010» [126]. Моделирование разработки нефтяного месторождения состоит из двух этапов: построение цифровой геологической модели и создание на ее основе численной модели фильтрации флюидов.

Цифровое геологическое моделирование выполнено в лицензионном программном комплексе «Petrel» компании «Schlumberger Information Solution». Под цифровой трехмерной геологической моделью (ГМ) месторождения понимается представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора трехмерной сетки ячеек, характеризующих: пространственное положение в объеме резервуара коллекторов и разделяющих их непроницаемых (слабопроницаемых) прослоев; пространственное положение стратиграфических границ продуктивных пластов (седиментационных циклов); пространственное положение литологических границ в пределах пластов, тектонических нарушений и амплитуд их смещений; объектов, границ (пластов, пачек, пропластков); средние значения в ячейках сетки фильтрационных и емкостных свойств пород, позволяющих рассчитать начальные и текущие запасы углеводородов; пространственное положение начальных и текущих флюидных контактов; пространственные координаты скважин (пластопересечения, альтитуды, координаты устьев, данные инклинометрии) [126].

Исходными данными для геологического моделирования послужили отчеты БелНИПИнефть, фондовые материалы РУП «ПО «Белоруснефть». За основу принимались только официальные версии карт, корреляционных схем и других материалов, принятые на дату составления модели. Использовался следующий набор исходных данных: структурные карты горизонтов, полученные по данным сейсморазведки, бурения скважин и геофизических методов исследований скважин (ГИС); карты нефтенасыщенных и эффективных мощностей; границы подсчета запасов углеводородов; координаты устьев скважин, их альтитуда и инклинометрия; каротажный материал (гамма-каротаж, боковой каротаж, нейтронный гамма-каротаж, кавернометрия); гипсометрические отметки ВНК; маркера по скважинам для всех геологических горизонтов; результаты ГИС – интервалы пластов-коллекторов и перемычек, коэффициенты открытой пористости и насыщенности; результаты исследования кернового материала – коэффициент проницаемости.

Стационарная геологическая модель является основой для дальнейшего гидродинамического моделирования фильтрационных процессов, возникающих при разработке нефтяных залежей. В данной работе не рассматривается методика построения геологических моделей и их процедура перемасштабирования в связи с ограниченным объемом текста.

Численное гидродинамическое моделирование истории разработки нефтяных месторождений Припятского прогиба выполнялось в лицензионном программном комплексе «Eclipse» компании «Schlumberger». Гидродинамическое моделирование процессов фильтрации при разработке нефтяных залежей основано на конечно-разностном методе и сводится к решению системы уравнений в частных производных. Решение системы уравнений многофазной фильтрации выполняется методами «IMPES», «IMPSAT», «AIM», «FIM», на основе которых определяются значения давления и насыщенности фаз в ячейках разностной сетки [1, 79].

Для описания несмешивающегося изотермического вытеснения нефти водой при давлениях выше давления насыщения успешно используется математическая модель «черной нефти» («black oil model»), в которой углеводородная система аппроксимирована двумя компонентами: нефтью и газом, растворенным в нефтяной фазе [1, [72].

Исходные данные для гидродинамического моделирования и этапы создания исходных численных моделей будут рассмотрены ниже.

3.1. Особенности адаптации геолого-гидродинамических моделей нефтяных месторождений

Разработка и обоснование гидродинамической модели на основании геологической и промысловой информации, полученной в условиях функционирования объекта по его входным и выходным переменным, составляет задачу адаптации (калибровки) [16]. В нашем исследовании в процессе адаптации решаются обратные задачи с одновременным проведением факторно-диапазонной оценки параметров модели. Если при решении прямых задач определяется динамика отборов нефти, газа, воды и давлений при заданных параметрах пласта, то в обратных задачах по некоторым косвенным данным находится причинная составляющая наблюдаемых событий [50]. Иначе говоря, обратные задачи решаются для уточнения параметров и свойств пласта путем воспроизведения истории разработки. Алгоритмы решения обратных задач изложены в многочисленной литературе по гидрогеологии и моделированию [12], [16], [50], [85]–[89], [125]. Среди разнообразия автоматических алгоритмов настройки модели используются методы нелинейной регрессии и методы теории оптимального управления [87]. Однако уникальность строения пород-коллекторов и их свойств (в особенности карбонатных) сводит к минимуму роль разнообразных программных продуктов, направленных на автоматизацию процесса адаптации гидродинамической модели. С этих позиций решение обратных задач, как бы ни было оно автоматизировано, всегда остается своего рода искусством, которое под силу лишь специалисту, хорошо владеющему как методами моделирования, так и методами геолого-гидродинамического анализа [42], [85], [86], [94], [95], [101].

При адаптации геолого-гидродинамических моделей нефтяных залежей нами использовались принципы и подходы решения обратных геофильтрационных задач, сформулированные В. А. Мироненко, В. Г. Румыниным, В. М. Шестаковым, Е. А. Ломакиным [85], [94], [119], [140]. Центральное место в решении обратной геофильтрационной задачи должны занимать выявление, объяснение и воспроизведение на модели основных условий и специфических особенностей показателей разработки (результатов режимных наблюдений на объекте) с тем, чтобы разобраться со структурой изучаемого объекта и понять физическую сущность протекающих в залежи процессов.

Основная проблема воспроизведения фильтрационных свойств карбонатных отложений на геолого-гидродинамической модели обусловлена высокой степенью их неоднородности и гетерогенности. Для адекватной имитации массопереноса в пласте на модели должны быть реализованы характерные элементы фильтрационной неоднородности в явном виде [94]. В частности, для получения надежных прогнозных оценок по времени и темпам обводнения продукции нефтедобывающих скважин в явном виде на модели должны быть воспроизведены высокопроницаемые маломощные прослои и зоны трещиноватости. Их обнаружение возможно только в том случае, если они себя каким-то образом проявляют. Особенности формирования ПСФП находят свое отражение в показателях разработки эксплуатационных скважин [42], [45], [47], [101].

Вопросы точности решения задач методом моделирования имеют большое значение, достаточно сложны и еще не получили полного своего разрешения, хотя этому посвящено много работ [16], [50], [72], [145]. В инженерных задачах решение должно обладать точностью в допустимых пределах.

Близость (степень совпадения) фактических и модельных значений дебитов нефти и воды, сроков и темпов обводнения продукции, фактических и модельных пластовых давлений во всех добывающих и нагнетательных за весь период разра-

ботки моделируемого объекта является показателем, подтверждающим достоверность принятых на модели природных условий. Вместе с тем достаточно хорошая сходимость модельных и фактических показателей разработки не является доказательством того, что прогнозные оценки будут достоверными. Решаемая задача по воспроизведению истории разработки является неоднозначной, она может иметь большое количество равнозначных по надежности решений. Поэтому к числу обязательных критериев достоверности геолого-гидродинамических моделей следует относить физическое соответствие (адекватность) процессов, протекающих в пласте, и их аналогов, воспроизведенных на геолого-гидродинамической модели [42, 101].

3.2. Численная геолого-гидродинамическая модель семилукской залежи нефти Осташковичского месторождения

Численная геолого-гидродинамическая модель семилукской залежи нефти Осташковичского месторождения построена в процессе выполнения НИР «Изучение геолого-гидродинамических условий формирования и постседиментационного преобразования коллекторских свойств межсолевых и подсолевых отложений северо-восточной части Припятского прогиба в связи с разработкой нефтяных месторождений» [57].

Схематизация области фильтрации. Схематизация семилукской залежи выполнена на основе геолого-гидрогеологических условий, описание которых дано в параграфе 1.5. Для выделения продуктивных и разделяющих слоев использовалась детальная схема корреляции подсолевых отложений Осташковичского месторождения нефти, составленная в секторе литологии и стратиграфии БелНИПИнефть в 2008 г. В качестве основной информации о литологическом составе и коллекторских свойствах пород используются лабораторные исследования керн и результаты интерпретации ГИС по всем пробуренным скважинам. Разрешающая способность ГИС составляет 0,1 м, т. е. через заданный интервал имеются необходимые геолого-геофизические параметры пород (коэффициенты пористости, насыщенности, величины глинистости и т. д.). При общей мощности семилукских отложений 23 м в модели имеется возможность реализовать 230 расчетных слоев. Однако такой путь нельзя признать эффективным, поскольку увеличение числа расчетных слоев не приводит автоматически к увеличению точности и достоверности гидродинамической модели. Поэтому в большинстве случаев в зависимости от постановки решаемой задачи, модель объекта следует не детализировать, а упрощать [16].

В создаваемой нами модели толща семилукских отложений разделена по вертикали на 8 расчетных слоев, которые имеют различие в средних величинах коллекторских свойств, а мощность (толщина) изменяется согласно данным ГИС. Плотные разности глинисто-карбонатных пород выделены в отдельные слои, один из которых залегает в основании средней части разреза, второй – на границе семилукских и саргаевских отложений. Характер напластования каждого из слоев принят пропорциональным относительно поверхности семилукского горизонта. В табл. 3.1 приведены средние значения геолого-геофизических параметров слоев, принятых в модели. Буквой «л» обозначены слои-перемычки. Суммарная емкость пород-коллекторов в модели соответствует величине начальных геологических запасов нефти семилукской залежи Осташковичского месторождения, находящихся на балансе РУП «ПО «Белоруснефть» на момент создания модели.

Геолого-геофизические параметры слоев в модели

Горизонт	Слой	Слой в модели	Мощность, м	Коэффициент открытой пористости, %	Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.
Семилуцкий D _{3sm}	Азерецкие D _{3az}	1	2,50	14,9	0,89
		2	2,4	14,0	0,89
	Буйновичские D _{3bn}	3	2,70	14,8	0,89
		4	2,64	13,9	0,89
		5	2,48	13,1	0,89
	Моисеевские D _{3ms}	6n	1,8	1,0	0,40
		7	3,2	5,2	0,89
		8n	5,3	1,0	0,40

Верхней и нижней границами моделируемого объекта являются соответственно подошва речицкого и кровля саргаевского горизонтов. Для воспроизведения этих границ на модели использованы структурные карты поверхности семилуцкого и саргаевского горизонтов, построенные в отделе подсчета запасов нефти и газа БелНИПИнефть в 2008 г. [67]. Северная граница проведена на расстоянии 1000 м от внешней линии ВНК с тем, чтобы свести к минимуму влияние этой границы на модельные показатели работы добывающих и нагнетательных скважин. Западная и восточная границы проведены по линии сбросов, а южная граница – по линии регионального Речицко-Вишанского разлома. Все внешние границы объекта являются непроницаемыми, т. е. моделируемая система представляет собой замкнутую область. Водоносный пласт моделировался путем включения его в расчетную схему. Его размеры корректировались в процессе адаптации модели.

Для аппроксимации расчетной области фильтрации использовалась блочно-центрированная сетка в декартовой системе координат Шаг сетки по осям X и Y принят равным 70 м. Количество узловых точек по оси X – 150, по оси Y – 34, по оси Z – 8. Размеры моделируемой области плане составляют $10,5 \times 2,38$ км. На исходной гидродинамической модели воспроизведена история разработки залежи в период с апреля 1967 г. по январь 2016 г.

В процессе разработки семилуцкой залежи Осташковичского месторождения с 1971 по 1972 г. наблюдалось снижение пластового давления ниже давления насыщения, т. е. в течение года залежь разрабатывалась на режиме растворенного газа. Учитывая, что один год разработки по сравнению со всем периодом разработки составляет незначительную величину, в целях сокращения времени счета была принята двухфазная математическая модель фильтрации. Газовый фактор задан постоянным числом. Температура в процессе разработки условно принята постоянной, и процесс охарактеризован как изотермический. Таким образом, окончательно принята модель двухфазной изотермической фильтрации несмешивающихся флюидов.

Свойства породы и флюида. Для описания физико-химических свойств пластовых флюидов в модели «*black oil model*» задается следующий набор таблиц: *PVDO* (таблица свойств нелетучей нефти); *PVTW* (таблица свойств пластовой воды); *DENSITY* (плотности нефти, воды и газа в стандартных условиях). Исходными данными послужили результаты однократного разгазирования проб пластовой нефти из скважин 3, 33 и 14 [67]. Построение *PV*-зависимостей производилось с учетом принятых значений массового газосодержания нефти, плотности нефти в стандартных условиях, вязкости нефти в пластовых условиях, пластового давления, давления на-

сыщения, плотности газа, коэффициента сжимаемости воды и породы. Исходные физико-химические свойства флюидов, принятые при моделировании, приведены в табл. 3.2. В изотермической модели фильтрации объемный коэффициент нефти и величина вязкости являются функциями давления при постоянной пластовой температуре (рис. 3.1). Упругие свойства породы и жидкости охарактеризованы коэффициентами сжимаемости, которые определены экспериментальным путем [67].

Таблица 3.2

Физико-химические свойства флюидов, принятые при моделировании семилукской залежи Осташковичского месторождения [67]

Параметры	
Начальное пластовое давление, МПа	38,7
Давление насыщения нефти газом, МПа	18,72
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	825,4
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1230
Вязкость нефти в пластовых условиях, сП	0,86
Вязкость воды в пластовых условиях, сП	1,0
Объемный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении, доли ед.	1,474
Объемный коэффициент нефти при давлении насыщения, доли ед.	1,556
Газосодержание, м ³ /м ³	187,6
Коэффициент сжимаемости породы, МПа ⁻¹	$2,5 \cdot 10^{-5}$
Коэффициент сжимаемости воды, МПа ⁻¹	$3,5 \cdot 10^{-4}$

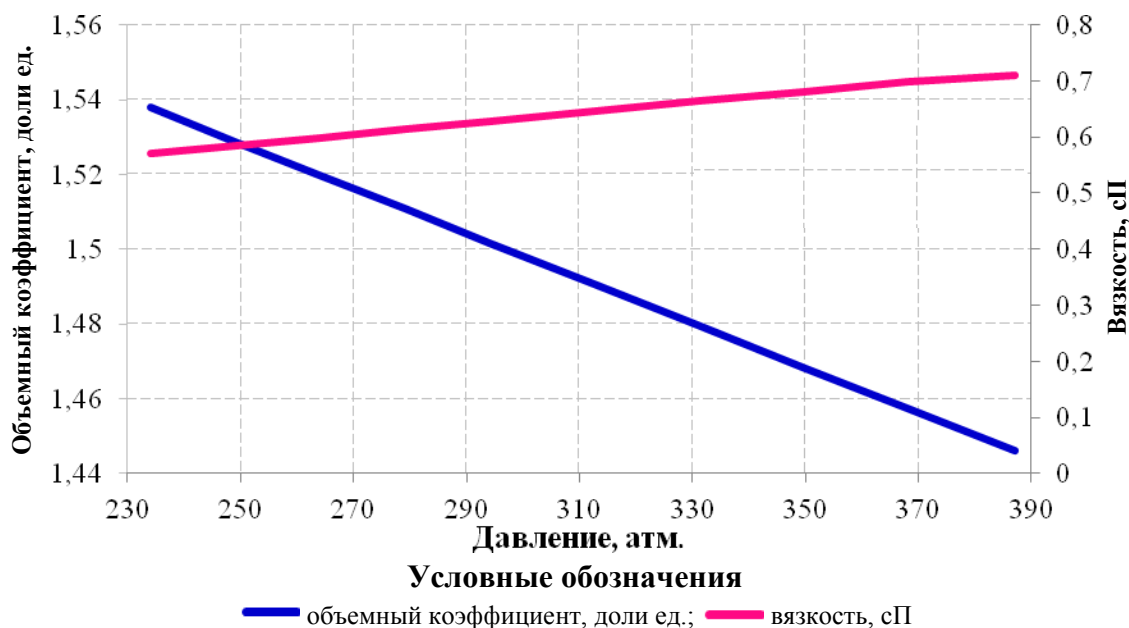


Рис. 3.1. Зависимости вязкости и объемного коэффициента нефти от пластового давления

Относительные фазовые проницаемости и капиллярные давления. В лаборатории комплексного исследования пород-коллекторов и повышения нефтеотдачи БелНИПИнефть проведена научно-исследовательская работа по определению коэффициентов вытеснения нефти из карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Беларуси [105], [106]. По результатам этих исследований для семи-

лукских отложений Осташковичского месторождения коэффициент вытеснения нефти водой равен 0,61 доли ед., начальная величина нефтенасыщенности – 0,89 доли ед., начальная величина водонасыщенности – 0,11 доли ед. Величина остаточной нефтенасыщенности была вычислена по зависимости [128]:

$$K_{\text{выт}} = \frac{S_{\text{нач}} - S_{\text{ост}}}{S_{\text{нач}}}, \quad (3.1)$$

где $S_{\text{нач}}$ – коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.; $S_{\text{ост}}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности, доли ед.; $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед.

Для принятых в модели параметров значение величины остаточной нефтенасыщенности равно 0,35 доли ед.

Форма ОФП определена по формулам [72]:

$$k_{rw} = s_w^2, \quad (3.2)$$

$$k_{ro} = (1 - s_w)^2,$$

где k_{rw} – относительная фазовая проницаемость по воде; S_w – насыщенность по воде w ; k_{row} – относительная фазовая проницаемость для системы «нефть–вода».

Соответствующие графики представлены на рис. 3.2.

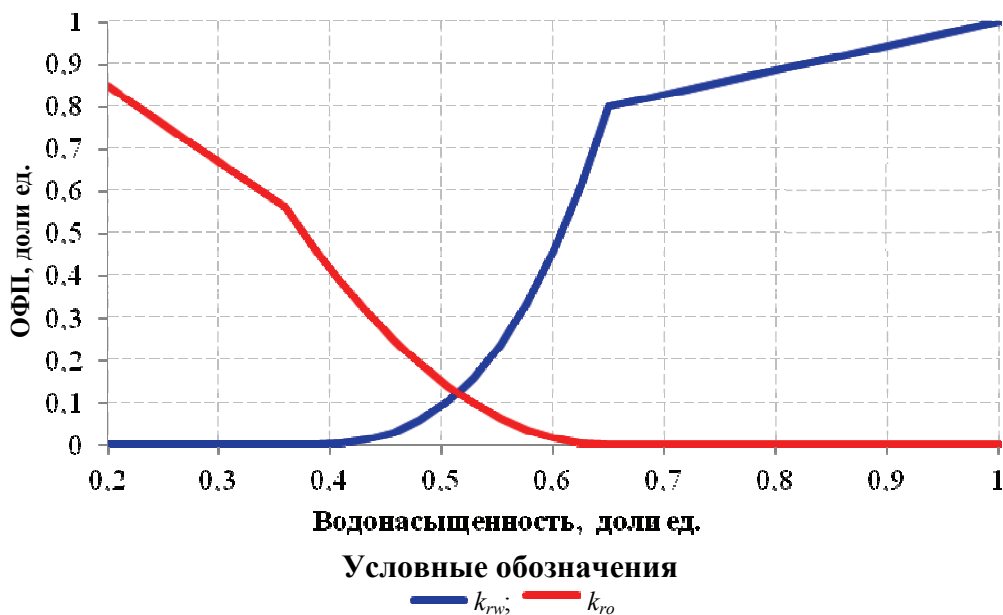


Рис. 3.2. Относительные фазовые проницаемости для семилукской залежи Осташковичского месторождения: k_{rw} – ОФП по воде; k_{ro} – ОФП по нефти

Проницаемость семилукских отложений оценена по материалам гидродинамических исследований (ГДИ) скважин 122, 143, 208, 215, 294, 212, 209, 206. В зонах дренирования скважин, вскрывших семилукский горизонт, значения коэффициента проницаемости изменяются от 16,4 до 222 мД. В связи с тем, что получаемые по ма-

лукских отложений Осташковичского месторождения коэффициент вытеснения нефти водой равен 0,61 доли ед., начальная величина нефтенасыщенности – 0,89 доли ед., начальная величина водонасыщенности – 0,11 доли ед. Величина остаточной нефтенасыщенности была вычислена по зависимости [128]:

$$K_{\text{выт}} = \frac{S_{\text{нач}} - S_{\text{ост}}}{S_{\text{нач}}}, \quad (3.1)$$

где $S_{\text{нач}}$ – коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.; $S_{\text{ост}}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности, доли ед.; $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед.

Для принятых в модели параметров значение величины остаточной нефтенасыщенности равно 0,35 доли ед.

Форма ОФП определена по формулам [72]:

$$k_{rw} = s_w^2, \quad (3.2)$$

$$k_{row} = 1 - s_w^2$$

где k_{rw} – относительная фазовая проницаемость по воде; s_w – насыщенность по воде w ; k_{row} – относительная фазовая проницаемость для системы «нефть–вода».

Соответствующие графики представлены на рис. 3.2.

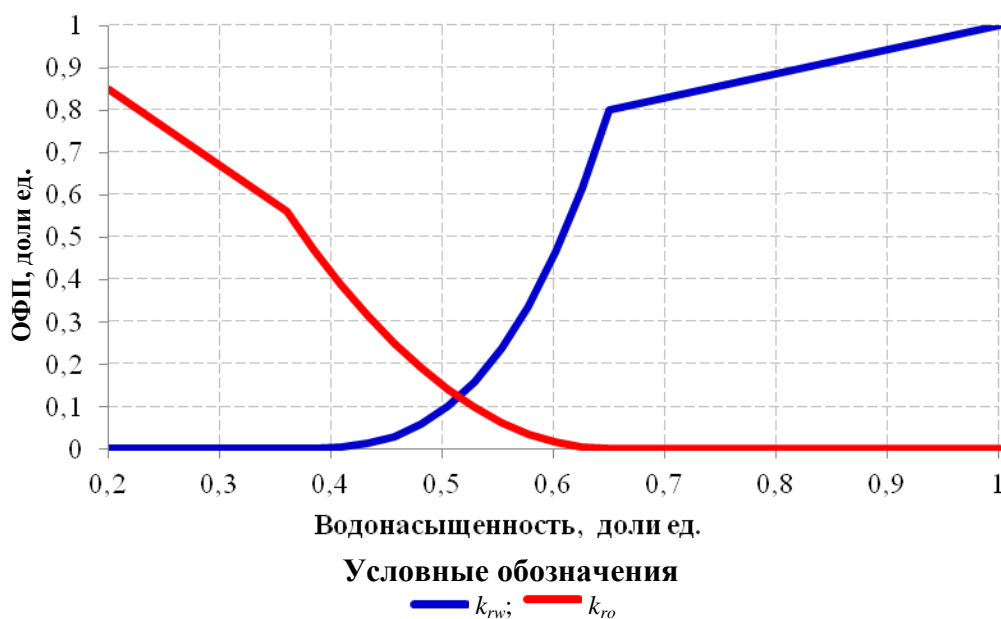


Рис. 3.2. Относительные фазовые проницаемости для семилукской залежи Осташковичского месторождения: k_{rw} – ОФП по воде; k_{ro} – ОФП по нефти

Проницаемость семилукских отложений оценена по материалам гидродинамических исследований (ГДИ) скважин 122, 143, 208, 215, 294, 212, 209, 206. В зонах дренирования скважин, вскрывших семилукский горизонт, значения коэффициента проницаемости изменяются от 16,4 до 222 мД. В связи с тем, что получаемые по ма-

териалам ГДИ значения проницаемости пласта являются обобщенными, их непосредственное использование в гидродинамической модели невозможно. Требуются некие приемы и подходы по расчленению полученных результатов ГДИ на две составляющие: проницаемость матрицы породы и проницаемость зон трещиноватости.

В наших исследованиях в качестве каркаса модели семилукского горизонта принимался коэффициент проницаемости матрицы породы, величина которого изменялись от 0,1 до 2,0 мД. В дальнейшем на модели задавались и путем решения серии обратных задач уточнялись местоположение и проницаемость зон трещиноватости.

Граничные и начальные условия моделирования. На внешних границах модели задано условие II рода, т. е. расход потока каждой из фаз (воды и нефти) принят равным нулю. За начальное условие до разработки залежи пласта принимается состояние статического равновесия, при котором скорости всех фаз равны нулю. В такой системе каждая из фаз неподвижна, а давление в ней распределено по гидростатическому закону и зависит только от вертикальной координаты. Скважины моделируются как внутренние границы II рода с заданным дебитом по жидкости (добывающие) или с заданным дебитом закачки воды (нагнетательные). В общем случае дебит добывающих и приемистость нагнетательных скважин является переменной во времени, причем залежь они вскрывают по вертикальной, наклонной или горизонтальной траектории. Входные данные по добывающим скважинам содержат информацию о добыче нефти и воды, пластовом и забойном давлении на каждом временном шаге продолжительностью один месяц.

В исходную модель выгружались координаты устьев и траектории скважин, диаметры их эксплуатационных колонн, интервалы перфорации, цементные мосты, а также состояние призабойных зон, которое численно характеризуется величиной «скин-фактора». На исходной модели вычислена водо- и нефтенасыщенность расчетных ячеек по всему объему залежи, а также воспроизведена работа всех добывающих и нагнетательных скважин с 1967 по 2016 г., т. е. на каждом временном шаге рассчитаны среднесуточные дебиты нефти и воды, среднесуточная закачка воды, пластовое и забойное давление.

Адаптация гидродинамической модели на начальном этапе разработки. Процесс адаптации (решение обратной гидродинамической задачи) заключался в уточнении параметров пласта путем прогонки серии прямых задач. Всего было выполнено более 300 прогонок.

На первом этапе адаптации путем сравнения модельных и фактических показателей разработки (дебитов добывающих скважин по нефти и воде, сроков и темпов обводнения продукции, фактических и модельных пластовых давлений во всех добывающих и нагнетательных скважинах за весь период разработки) произведена корректировка объема законтурной области, проницаемости пород-коллекторов и перемычек. Получить удовлетворительное совпадение фактических и модельных пластовых давлений во всех добывающих и нагнетательных скважинах удалось после существенной дифференциации коэффициентов проницаемости для матрицы породы и зон трещиноватости. Путем подбора получены следующие средние фоновые значения коэффициентов проницаемости матрицы каждого расчетного слоя (от кровли к подошве): 1 – 7 мД; 2 – 12 мД; 3 – 13 мД; 4 – 19 мД; 5 – 220 мД; 6 – 7 мД; 8 – 3 мД. Вычисленные значения коэффициента проницаемости отражают существенную неоднородность семилукских отложений и сопоставимы с его средневзвешенным значением по результатам ГДИ скважин [30], [34].

3.3. Оценка влияния фильтрационной неоднородности пласта на пространственную структуру фильтрационного потока при разработке семилукской залежи нефти Осташковичского месторождения

Знание особенностей фильтрации флюидов в залежи, находящих свое отражение в показателях разработки эксплуатационных скважин, является основой для выработки решений, направленных на оптимизацию процесса разработки нефтяных месторождений. При адаптации семилукской залежи получены наиболее интересные результаты на первой стадии разработки [28], [30], [34]. Рассмотрим особенности формирования ПСФП в карбонатном коллекторе в период с 1967 до 1974 г.

Семилукская залежь введена в разработку в апреле 1967 г. скважиной 3, пробуренной в восточной части залежи. Скважина 3 вступила в эксплуатацию фонтанным способом с дебитом нефти 267,8 т/сут. Начальное пластовое давление составило 38,7 МПа. Уже к началу 1969 г. скважиной было отобрано 210,0 тыс. т нефти, при этом пластовое давление в ней снизилось до 30 МПа.

В июне 1968 г. в восточной части залежи была введена в эксплуатацию скважина 7 с начальным дебитом безводной нефти 266 т/сут. Пластовое давление в зоне отбора скважины на дату ее ввода составило 27 МПа. Далее, в январе 1969 г., в эксплуатацию фонтанным способом введена скважина 33, расположенная на расстоянии 1,1 км к юго-востоку от скважины 3. Пластовое давление в зоне дренирования скважины 33 на дату ее ввода оказалось на уровне пластового давления в скважине 3 (29 МПа). В мае 1969 г. дебит скважины 33 достиг 800 т/сут. Высокие входные дебиты скважин 3, 33, 7, близость пластовых давлений свидетельствуют о наличии между скважинами единой высокопроницаемой зоны трещиноватости. Получить удовлетворительное совпадение фактических и модельных показателей разработки скважин 3, 33, 14 в безводный период их эксплуатации удалось путем реализации между ними высокопроницаемой зоны трещиноватости с исходной проницаемостью 800–1100 мД. Исходная фильтрационная неоднородность в зоне дренирования скважин 3 и 33 до закачки воды в залежь, полученная по результатам моделирования первой стадии разработки, представлена на рис. 3.3. Как видно из этого рисунка, еще до начала закачки воды залежь характеризуется высокой фильтрационной неоднородностью, связанной с трещиноватостью карбонатного коллектора.

В июне 1969 г. в эксплуатацию была введена скважина 14 с фонтанным дебитом нефти 287,6 т/сут. Эта скважина пробурена в западной части залежи на расстоянии более 6,6 км к северо-западу от скважин 3 и 33. Начальное пластовое давление в зоне дренирования скважины 14, приведенное к абсолютной отметке ВНК, составляло 29,8 МПа и соответствовало текущему пластовому давлению в зоне отбора скважин на востоке залежи. За четыре года эксплуатации из залежи было извлечено 752,5 тыс. т нефти, при этом более 55 % от этой добычи было отобрано скважиной 3. За время отбора пластовое давление снизилось до отметки 28,6 МПа.

На рис. 3.4 и 3.5 представлены хронологические графики фактических и модельных показателей разработки скважин 3 и 33 до организации системы ППД. Из этих рисунков видно, что исходная фильтрационная неоднородность способствовала удовлетворительному схождению модельных и фактических показателей разработки только до момента нагнетания воды в залежь (левая часть графика). С началом нагнетания воды (в период с 1971 до 1974 г.) расхождение между модельными и фактическими показателями (пластовое давление, добыча нефти и воды) в правой части графика увеличивается.

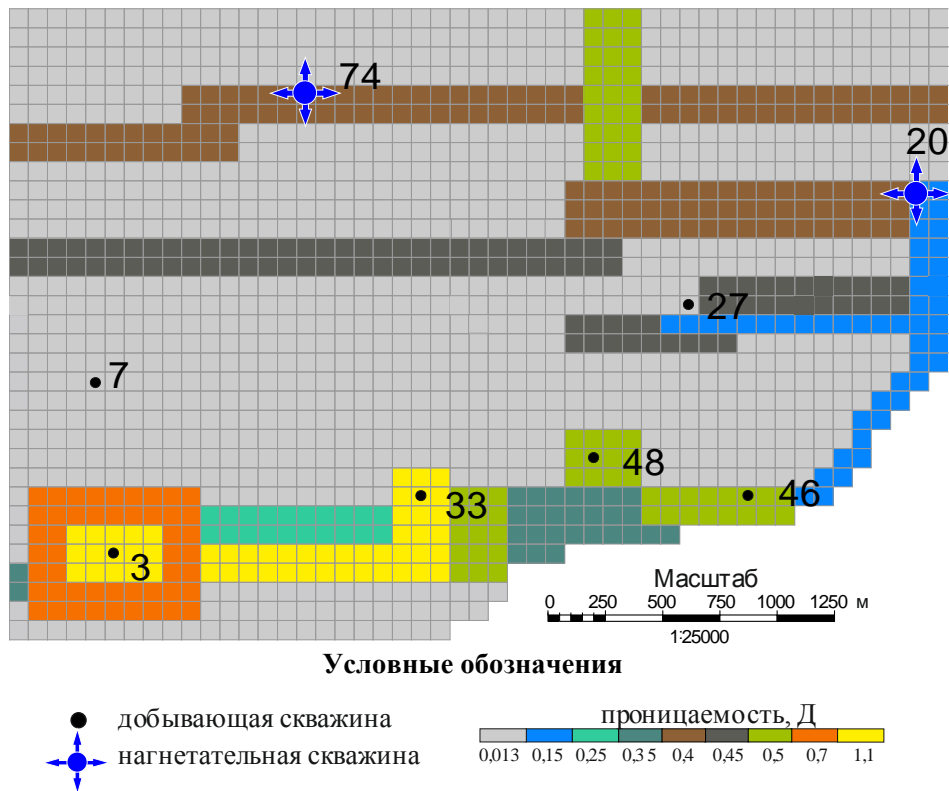


Рис. 3.3. Фрагмент модели проницаемости восточной части семилукской залежи до организации системы ППД

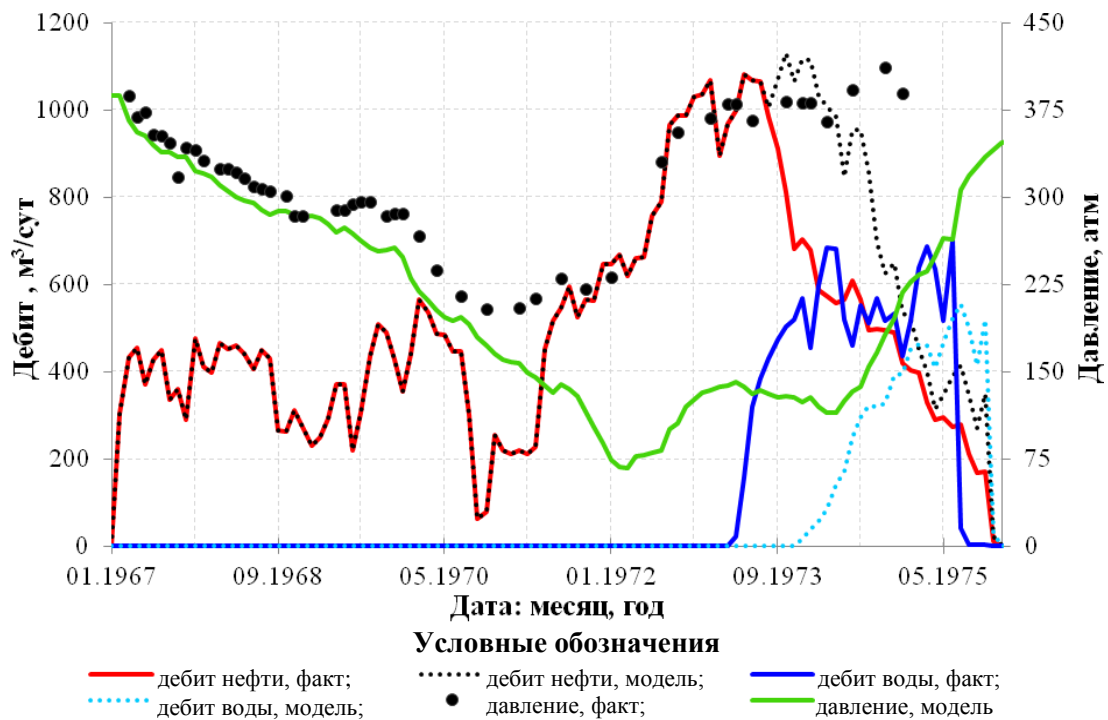


Рис. 3.4. Хронологические графики фактических и модельных показателей разработки скважины 3 при постоянной проницаемости семилукских отложений

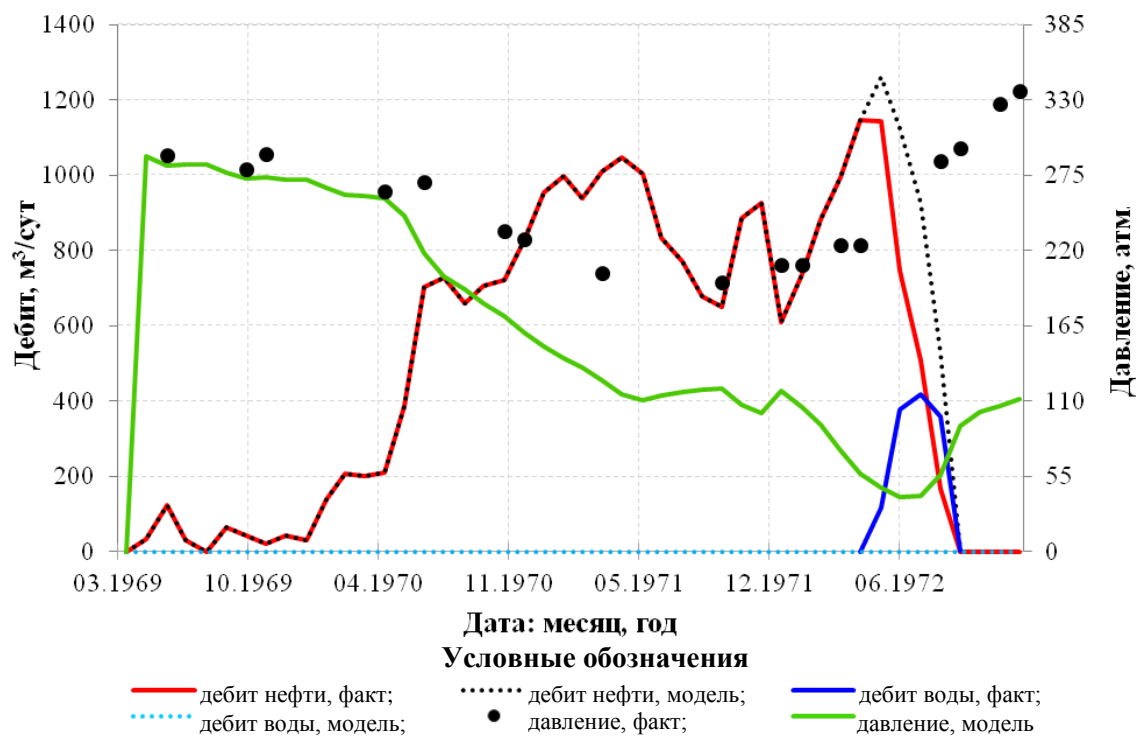


Рис. 3.5. Хронологические графики фактических и модельных показателей разработки скважины 33 при постоянной проницаемости семилукских отложений

В июне 1969 г. на залежи организована система поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды в законтурные скважины 11 и 20 со среднесуточной приемистостью 600–1200 м³/сут. Для ППД использовалась смесь попутных и пресных вод плотностью 1,04–1,09 г/см³ с преобладанием последней [25]. Добывающие скважины не отреагировали на законтурную закачку и пластовое давление продолжало снижаться, а в апреле 1971 г. оно снизилось до давления насыщения (19,9 МПа). Вероятнее всего, связь законтурной области с нефтяной частью залежи на первых этапах разработки была затруднена. После организации закачки воды во внутриконтурную скважину 76 давление в залежи увеличилось на 3,2 МПа и составило 23,9 МПа. Первой на залежи стала обводняться скважина 14. Предположительно, закачиваемая вода от скважины 76 продвигалась к скважине 14 по линии, параллельной региональному разлому со скоростью 2 км/мес. Вода в продукции скважин 3 и 33 появилась после организации закачки в скважины 27, 72, 76, 46. Дальнейшее освоение залежи происходило на ее восточном участке. Новые высокопроизводительные скважины 143, 47, 48, 81, 64 вводились в эксплуатацию с уже обводненной продукцией.

На геолого-гидродинамической модели воздействие нагнетательных скважин проявляется весьма слабо, хотя проницаемость пласта между всеми добывающими и нагнетательными скважинами достаточно высокая. Многочисленные попытки получить удовлетворительное совпадение модельных и фактических пластовых давлений и обводненности продукции скважины 3 путем корректировки проницаемости пласта, сжимаемости воды и породы, изменения объема законтурной области и степени ее гидродинамической связи с нефтяной залежью закончились безрезультатно. Улучшить результаты удалось лишь после семи-десятикратного увеличения проницаемости региональных зон трещиноватости между добывающими скважинами 3 и 33 и нагнетательными скважинами 11, 27, 46, 72 и 76 в период с мая 1971 по сентябрь 1973 г.

Увеличение проницаемости производилось поэтапно в период с 1970 по 1974 г. в соответствии с продвижением фронта закачиваемой воды по установленным зонам трещиноватости в направлении к добывающим скважинам. Всего выполнено пять итераций с шагом по времени 2 месяца и три итерации с шагом 6 месяцев. В результате проницаемость зон трещиноватости изменилась в десять раз. Процесс изменения коэффициента проницаемости карбонатного коллектора во времени объясняется растворением и выносом катагенетического галита, выполняющего трещины, поры и каверны, в результате закачки пресной воды в продуктивные пласты для поддержания пластового давления.

Растворение галита приводит к резкому увеличению фильтрационной неоднородности карбонатного коллектора, увеличению объема фильтрационных каналов и прорыву закачиваемых вод к добывающим скважинам. При визуальном изучении керна семилукских отложений Осташковичского месторождения катагенетический галит установлен лишь в керне скважины 206. Более полную оценку галитообразования дают результаты гидрохимического мониторинга, полученные В. Д. Порошиным и В. В. Муляком при контроле разработки нефтяных месторождений [23], [112]. По данным результатов гидрохимического анализа попутно добываемых вод наибольшее количество галита было вынесено из юго-восточной приразломной части залежи, а именно из зоны дренирования скважин 3 и 33. Объем вынесенного галита составил 35465 м³. Вынос катагенетического галита из зон трещиноватости (основных путей фильтрации воды) привел к многократному увеличению их проницаемости и, как следствие, к перераспределению пластовых давлений. В результате этого процесса произошло существенное изменение пространственной структуры фильтрационного потока и условий вытеснения нефти из матрицы породы. Проницаемость семилукских отложений в восточной части, полученная после обводнения продукции скважин, показана на рис. 3.6. На рис. 3.7 и 3.8 представлены хронологические графики фактических и модельных показателей разработки скважин 3 и 33 после увеличения коэффициента проницаемости зон трещиноватости. Из рисунков видно, что качество адаптации геолого-гидродинамической модели по скважинам 3, 33 при изменяющейся во времени проницаемости семилукских отложений резко улучшилось. Вместе с тем нужно отметить, что, хотя проницаемость региональных зон трещиноватости, по которым наиболее активно проявился процесс растворения катагенетического галита, увеличена до 7000 мД, модельные давления в 1973–1974 гг. все равно ниже фактических на 20–30 атм. Дальнейшее увеличение коэффициента проницаемости до 15000 мД практически не повлияло на величины модельных давлений. Очевидно, что сказывается влияние еще какого-то фактора. Наиболее вероятным представляется связь залежи с законтурной водоносной областью, активность которой весьма велика. Можно предположить, что при закачке воды в нагнетательные скважины имело место оттеснение части закачиваемой пресной воды в законтурную область. Этот процесс мог сопровождаться тем же растворением галита и улучшением гидродинамической связи залежи с законтурной водоносной областью. Взаимосвязь нефтяной части залежи и законтурной области на модели воспроизводилась путем задания на ВНК высокопроницаемых каналов. Далее в процессе адаптации модели к истории разработки уточнялись коэффициенты проницаемости зон трещиноватости (ВПК), их протяженность, а также емкость и границы законтурной области. На рис. 3.9 и 3.10 показано распределение нефтенасыщенности 3-го расчетного слоя модели, полученное по результатам моделирования по состоянию на февраль 1977 г., соответственно, без изменения проницаемости карбонатного коллектора и с учетом процесса растворения галита.

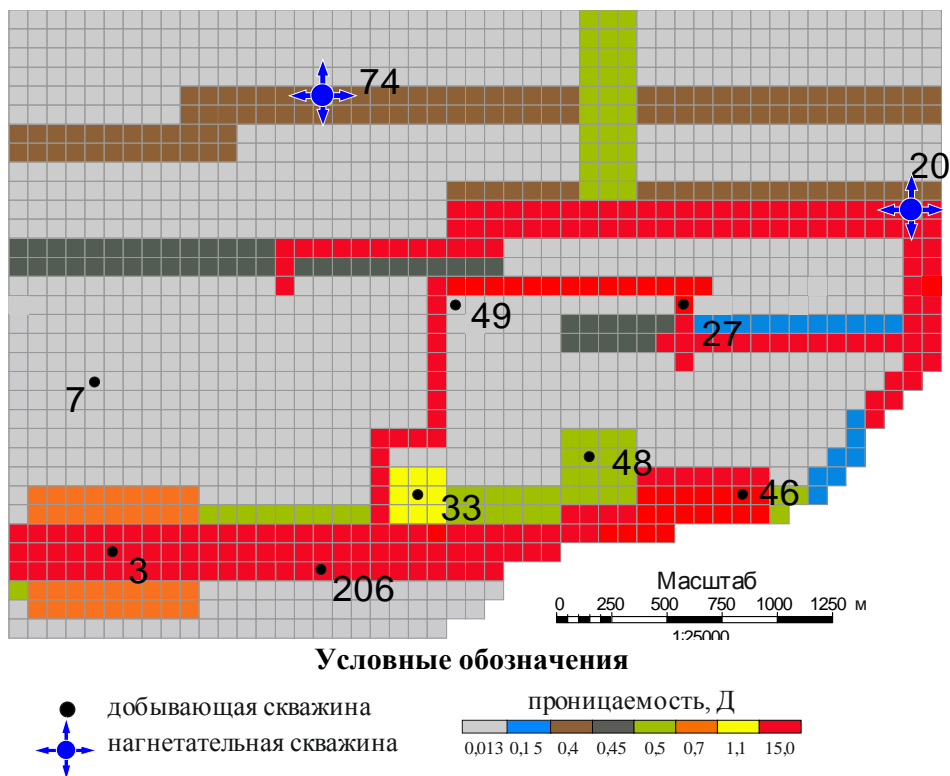


Рис. 3.6. Фрагмент модели проницаемости (восточная часть) семилукской залежи после обводнения скважин 3 и 33

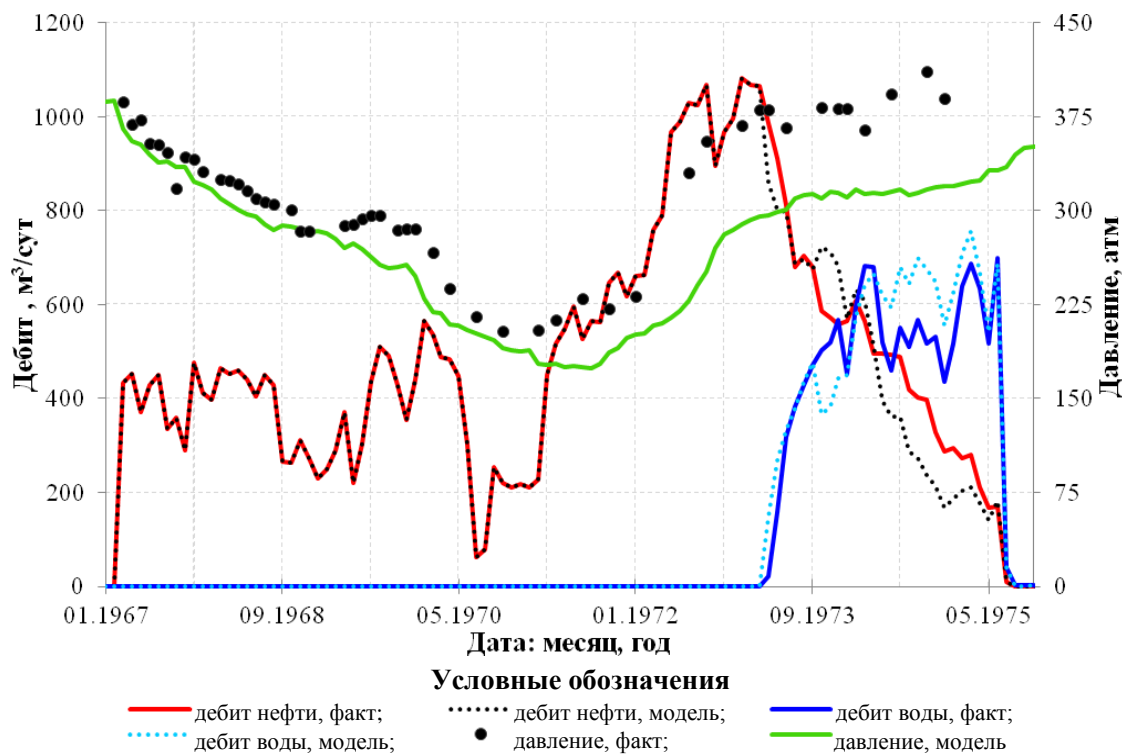


Рис. 3.7. Хронологические графики фактических и модельных показателей разработки скважины 3 при изменяющейся во времени проницаемости семилукских отложений

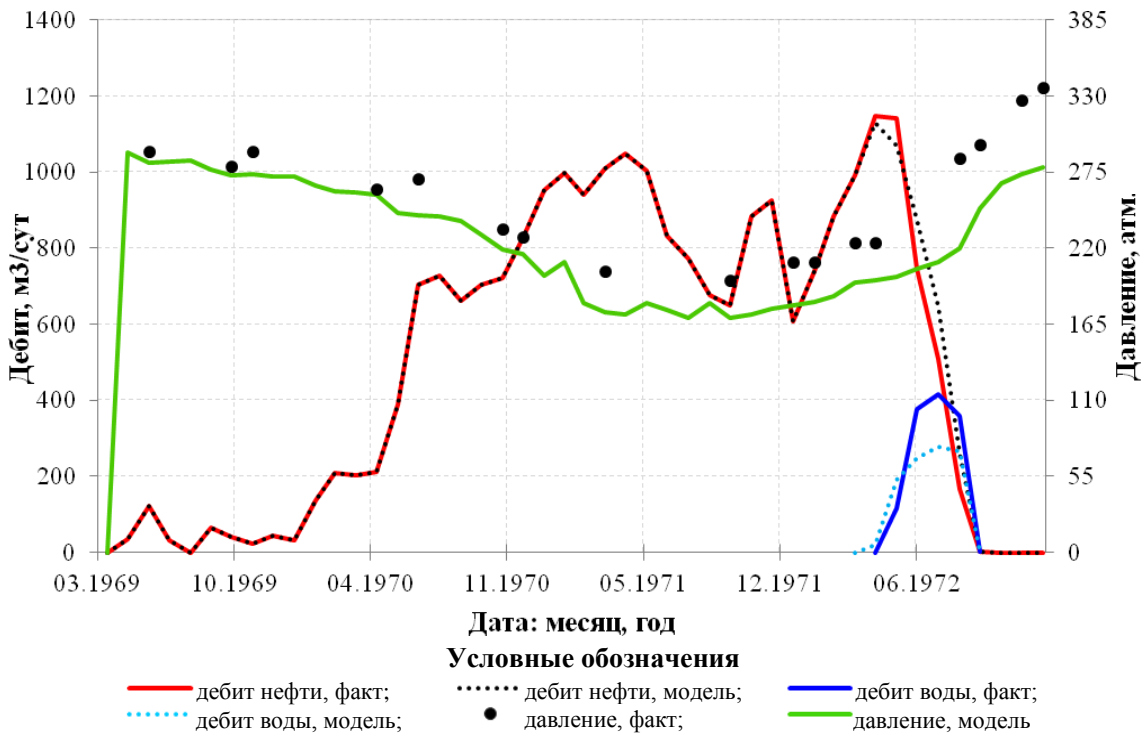


Рис. 3.8. Хронологические графики фактических и модельных показателей разработки скважины 33 при изменяющейся во времени проницаемости семилюкских отложений

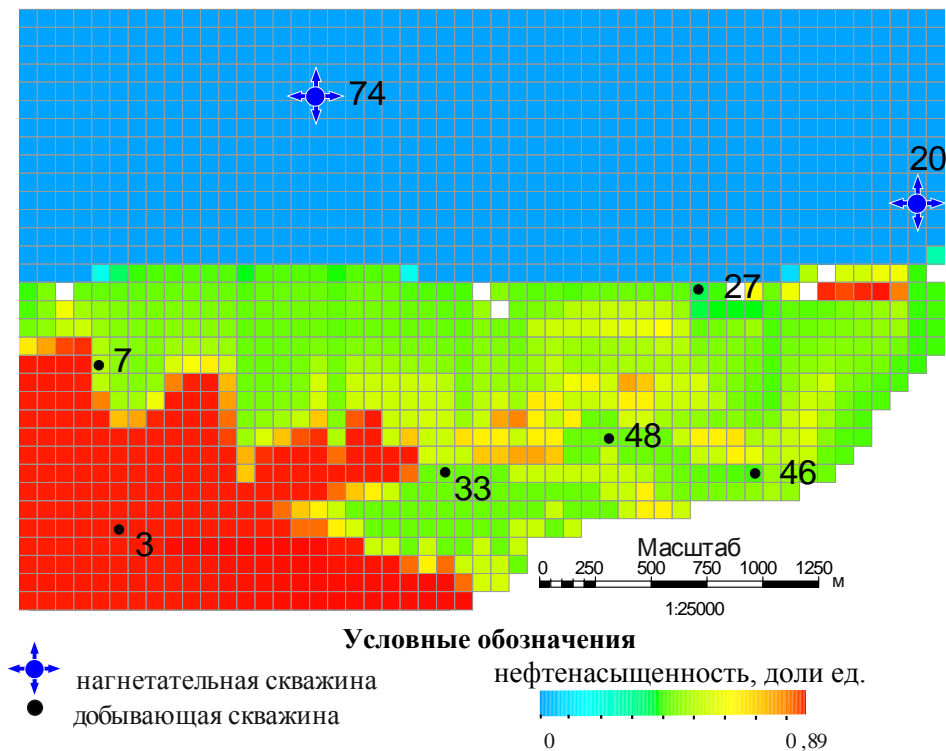


Рис. 3.9. Расчетная нефтенасыщенность 3-го слоя модели по состоянию на февраль 1974 г., полученная при неизменной проницаемости пласта

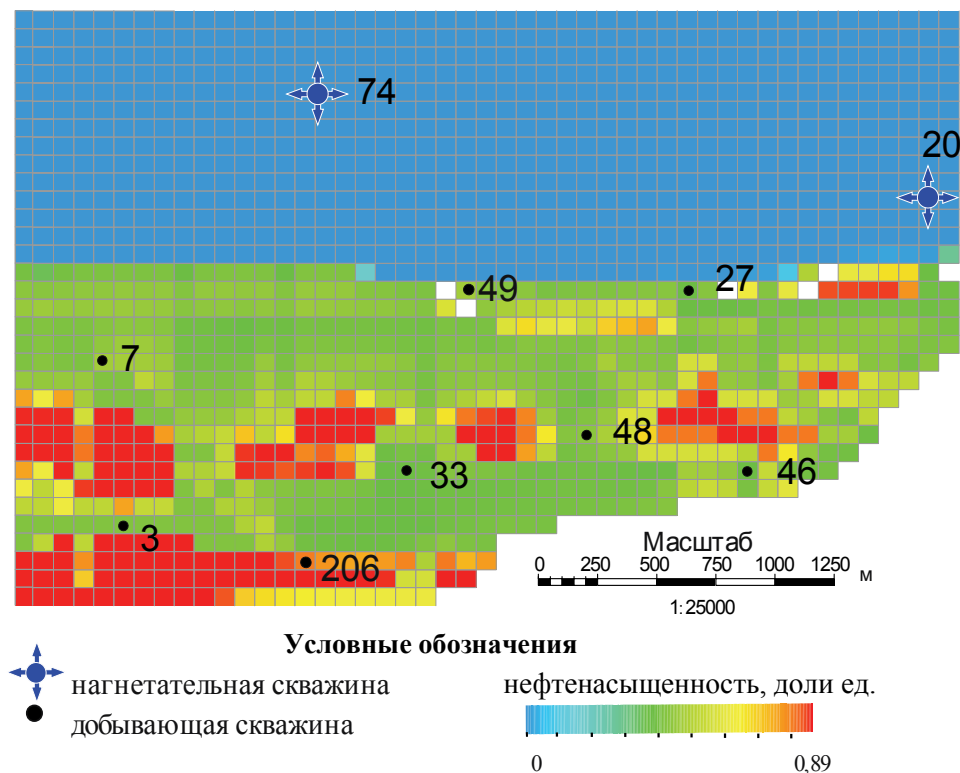


Рис. 3.10. Расчетная нефтенасыщенность 3-го слоя модели по состоянию на февраль 1974 г., полученная при изменяющейся во времени проницаемости пласта

Из анализа рисунков видно, что увеличение проницаемости зон трещиноватости очень сильно повлияло на перераспределение давлений в пласте и, соответственно, на локализацию остаточных запасов нефти на восточном участке залежи. Ускоренный прорыв воды по сформировавшимся высокопроницаемым каналам привел к образованию промытой зоны пласта по линии добывающих скважин 64–3–33. На участке скважин 46, 48 и у восточной границы залежи, наоборот, значительные запасы подвижной нефти были заблокированы. С течением времени идет медленный рост обводненности рассматриваемого участка. Наличие остаточных запасов нефти у восточной границы залежи подтвердилось бурением скважины 275 в 2011 г. За 5,5 года скважиной 275 было отобрано 4,5 тыс. т нефти.

К началу 1980 г. юго-восточная часть залежи была значительно заводнена. Рост обводненности добывающего фонда привел к снижению объемов добычи нефти, а также прекращению фонтанирования скважин и их выбытию из эксплуатации. В период с 1973 по 1983 г. закачка воды в семилукскую залежь была прекращена. После остановки закачки наблюдалось резкое снижение обводненности добываемой продукции с 93 до 60 %. Восстановление закачки в скважину 76 в 1984 г. привело к росту обводненности по залежи до 96 % всего лишь за два месяца.

Дальнейший этап разработки сопровождается вводом в эксплуатацию новых скважин. Освоение западной части залежи продолжается вводом в эксплуатацию в 1975 г. скважины 77 с дебитом 0,714 т/сут безводной нефти. В этой скважине трижды выполнялись работы по увеличению гидравлической связи с пластом, но получить прирост дебита нефти так и не удалось. Первые порции воды в продукции скважин отмечены в середине 1986 г. через 11 лет безводной эксплуатации. Гидрохимический анализ попутно добываемой воды из этой скважины в период с 1986 по

1987 г. показывает, что это смесь пластовой и закачиваемой воды, растворившей большое количество хлорида натрия.

В 1976 г. в этой же части залежи введена в эксплуатацию скважина 143 с дебитом жидкости 415 т/сут (обводненность 40 %). Высокая продуктивность этой скважины способствовала быстрому подтягиванию фронта воды и увеличению обводненности продукции до 80 % уже через год с начала эксплуатации. Пластовое давление в зоне дренирования скважины 143 на момент ее ввода соответствовало текущему пластовому давлению в зоне отбора скважины 3, что свидетельствует о высокой проницаемости семилукских отложений между скважинами восточной части залежи.

В 1984 г. в зоне интенсивного заводнения в восточной части залежи введена в эксплуатацию скважина 206 с дебитом жидкости 100 т/сут. За три месяца работы обводненность продукции увеличилась до 96 %.

В западной части залежи в 1987 г. введена в эксплуатацию скважина 208 с дебитом жидкости 15,5 т/сут (обводненность продукции 13,12 %). Период работы этой скважины сопровождается плавным увеличением обводненности продукции и снижением пластового давления. По материалам гидрохимического мониторинга в период с 2001 по 2002 г. из зоны дренирования скважины 208 отмечается вынос галита [25].

В 1986 г. на востоке залежи пробурена скважина 212; в 1991 г. в западной части – скважина 214; в 1992 г. в центре залежи, почти в зоне разлома – скважина 215. Эксплуатация этих скважин характеризуется практически сходной динамикой показателей разработки: наличием воды в исходной продукции, быстрым ростом обводненности и снижением пластового давления.

Особенностью разработки семилукской залежи Осташковичского месторождения является явное проявление режима гравитационной сегрегации. Скважина 46 эксплуатировала семилукские отложения в интервале перфорации 3203–3220 м, и за этот период из нее было отобрано 37,8 тыс. т нефти. Затем в течение 10 лет она являлась нагнетательной. За этот период в скважину закачано около 2 млн м³ воды. Закачка производилась в те же интервалы перфорации, из которых велась добыча. С сентября 1982 г. закачка воды в скважину прекращена по технологическим причинам и скважина переведена в бездействующий фонд. Всего за период работы скважины 46 было добыто 45,8 тыс. м³ нефти и закачано 2,2 млн м³ воды. В 2002 г. скважина была повторно введена в эксплуатацию семилукских отложений с тех же интервалов перфорации с дебитом нефти 21,4 т/сут и обводненностью 60,1 %. В июле 2002 г. она введена в эксплуатацию из прежнего интервала перфорации механизированным способом с дебитом жидкости 53 т/сут и обводненностью продукции 60 %. Эксплуатация скважины продолжалась на протяжении 10 месяцев. За этот период добыча нефти составила 3,2 тыс. м³ нефти. По результатам исследований скважины принимающие интервалы при закачке воды и работающие интервалы при добыче нефти не изменились. В период остановки скважины за счет гравитационной сегрегации произошло замещение закачанной в пласт воды нефтью, т.е. произошло частичное переформирование нефтяной залежи. Процесс сегрегации весьма отчетливо проявился по результатам моделирования работы скважины 46. Как видно из рис. 3.11 и 3.12, при изменяющейся во времени проницаемости семилукских залежей нами получено весьма хорошее совпадение фактических и модельных показателей работы скважины 46 соответственно в начальный период эксплуатации и после восстановления скважины.

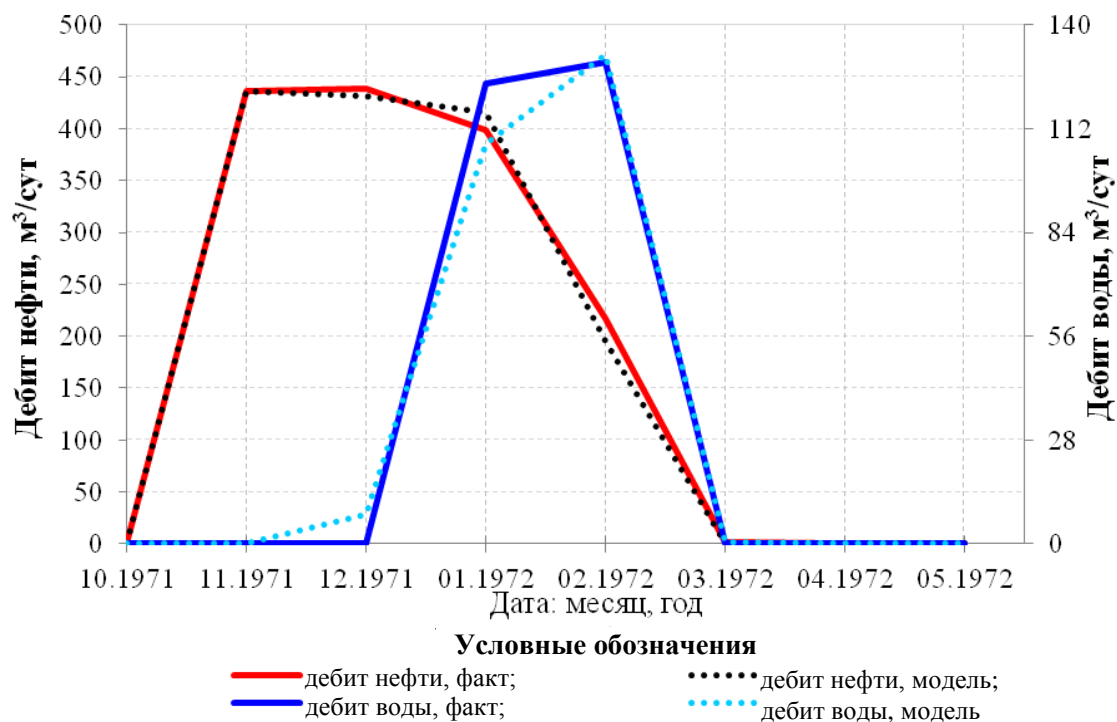


Рис. 3.11. Хронологические графики фактических и модельных показателей разработки скважины 46 в период эксплуатации с 1971 по 1972 г.

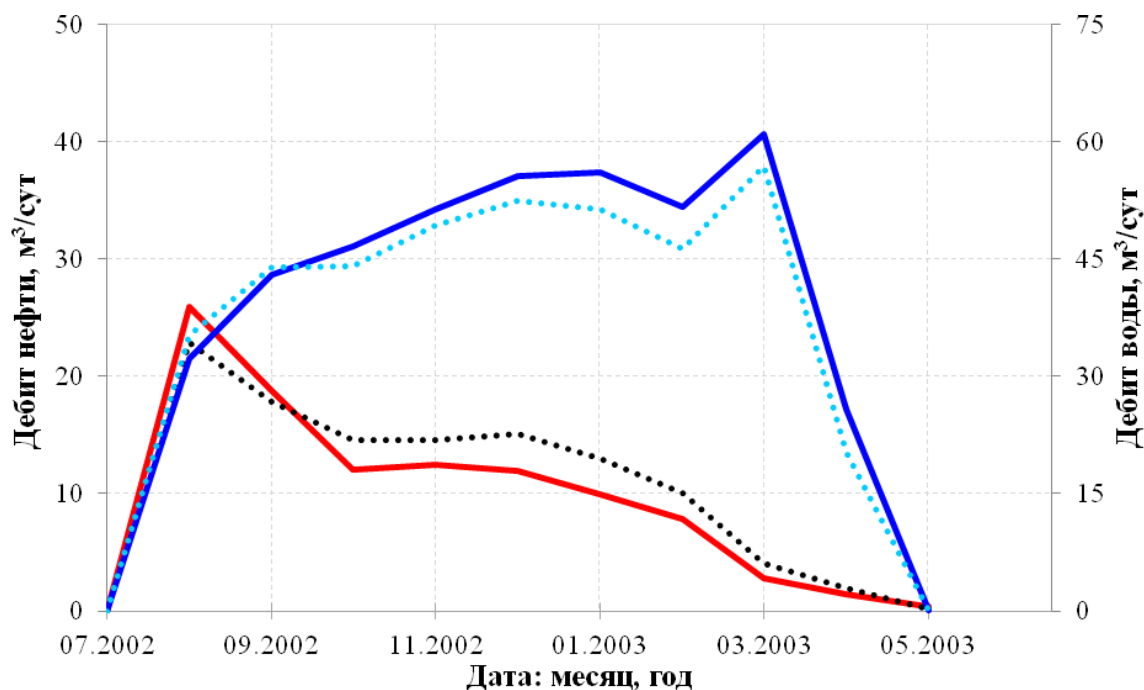


Рис. 3.12. Хронологические графики фактических и модельных показателей разработки скважины 46 в период эксплуатации с 2002 по 2003 г.

К началу 2001 г. семилукская залежь характеризуется хорошей проницаемостью фильтрационных каналов центральной и восточной части залежи. Наличие галита отмечается в западной части залежи в зоне скважин 14с2, 208, где по данным [25]

закачиваемые воды растворяют более 50 г/л хлорида натрия. В целом из семилукской залежи за 32 года ее эксплуатации вместе попутно добываемыми водами было вынесено 74 тыс. м³ хлорида натрия [25].

Для усиления системы ППД в 2005 и в 2006 гг. введены в эксплуатацию законтурные нагнетательные скважины 273 и 272. Однако движение закачиваемой воды происходит по промытым каналам, не совершая полезной работы по вытеснению остаточной нефти. Пластовое давление в залежи продолжает снижаться. На рис. 3.13 показана результирующая проницаемость 3-го модельного слоя, принятая на последнем этапе моделирования. Распределение остаточных извлекаемых запасов нефти представлено на рис. 3.14–3.16.

По результатам моделирования установлено, что ПСФП при разработке семилукской залежи Осташковичского месторождения формируется под влиянием разных уровней фильтрационной неоднородности пласта. Нами установлена одна линейно-региональная зона трещиноватости, которая протягивается почти через всю нефтяную залежь, параллельно ступенеобразующему Речицко-Вишанскому региональному разлому. Она достаточно уверенно трассируется по промысловым материалам скважин 76, 143, 3, 33 и 46, которые попали в эту зону, а также скважин 208, 214, 122, 218, 215, 209s2, 47, 212, 210, 210s2, 206, 48, которые оказались в радиусе ее влияния. По вертикали эта зона пререзает отложения семилукского горизонта; ее ширина в плане достигает 150–200 м, что, совместно с высокой проницаемостью, обеспечивает быструю транспортировку жидкости на большие расстояния и в больших объемах. Кроме этого ее мощность на фоне отсутствия явных пород-перемычек в семилукской залежи способствует быстрому перераспределению жидкости между слоями. По результатам решения обратной задачи линейно-региональная зона трещиноватости характеризуется высокой проницаемостью, которая изменяется от 3,2 до 15,0 Д [30].

В результате взаимодействия значительного числа добывающих и нагнетательных скважин проявляют себя линейно-локальные зоны трещиноватости, пространственно ориентированные как вдоль напластования горных пород, так и вкрест напластованию. По результатам решения серии обратных задач коэффициент проницаемости линейно-локальных зон трещиноватости меняется от 500 до 3200 мД. Величина проницаемости матрицы породы в зоне дренирования отдельных скважин меняется от 220 до 500 мД. Таким образом, разные уровни фильтрационной неоднородности семилукских отложений проявляют себя в рамках единой гидродинамической системы, которая обеспечивает быстрое перераспределение жидкости и пластовых давлений между частями залежи как по площади, так и по разрезу. Деформация ПСФП происходит на границах фильтрационных зон, вследствие этого меняются направления вытеснения нефти.

Как видно из рис. 3.14–3.16, остаточная нефтенасыщенность прикровельных слоев залежи представляет интерес для более углубленного анализа всех геолого-геофизических и промысловых материалов на предмет выработки имеющихся здесь остаточных запасов нефти. Согласно результатам моделирования, участки с начальной нефтенасыщенностью в восточной части залежи могут быть сосредоточены как в кровле семилукской залежи, так и в районе скважин 46, 33, 48, где они заблокированы. Также весьма интересна для разработки западная часть залежи в зоне дренирования скважин 77 и 77s3.

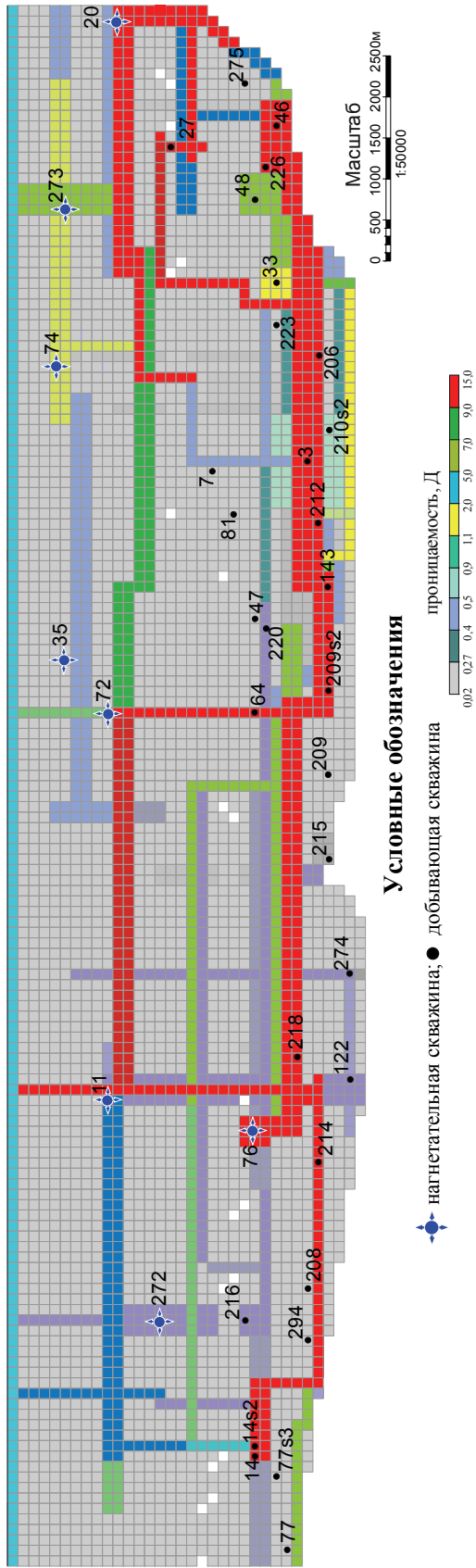


Рис. 3.13. Модель проницаемости семилукских отложений Оstashkovского месторождения

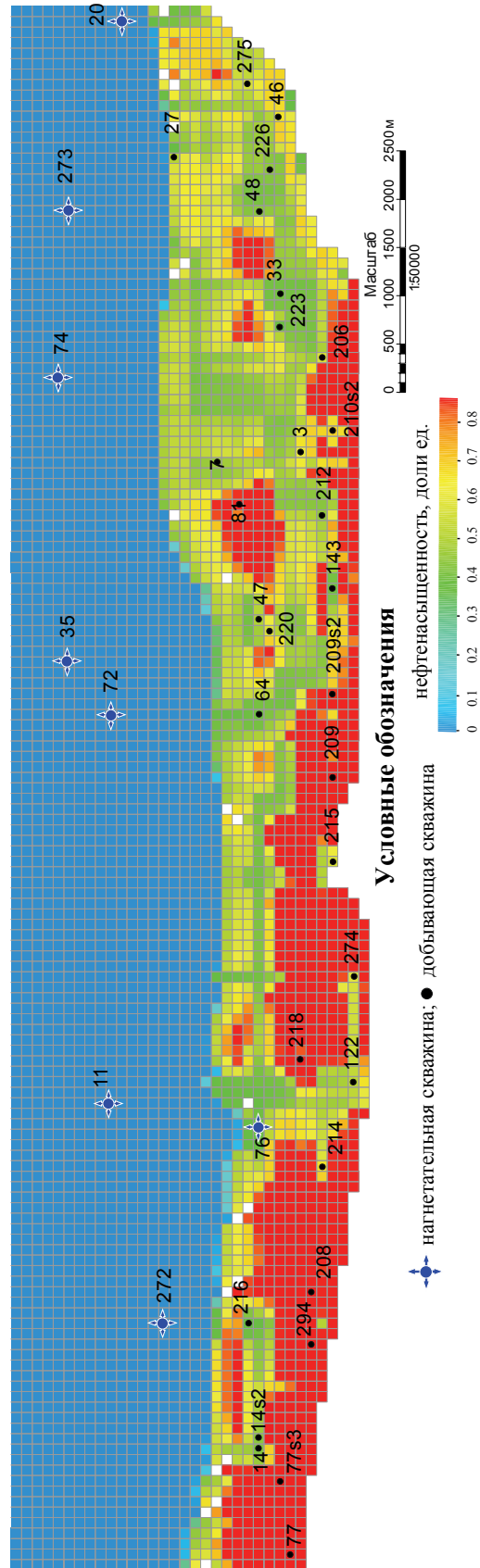


Рис. 3.14. Расчетная нефтенасыщенность 1-го слоя модели по состоянию на 2016 г.

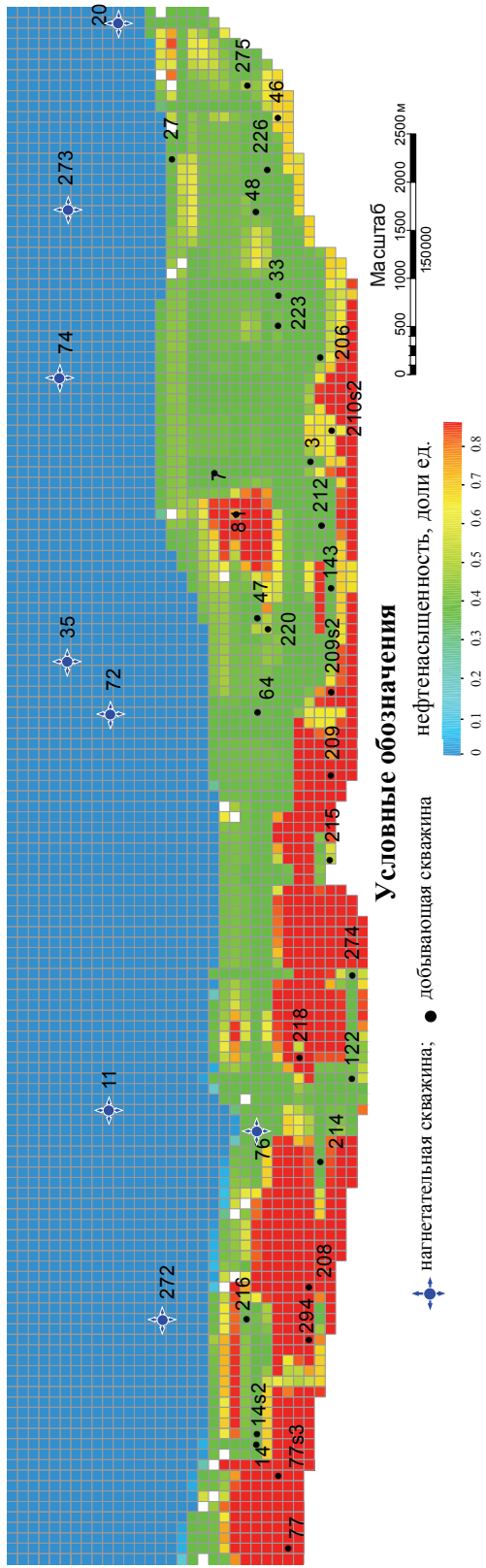


Рис. 3.15. Расчетная нефтенасыщенность 2-го слоя модели по состоянию на 2016 г.

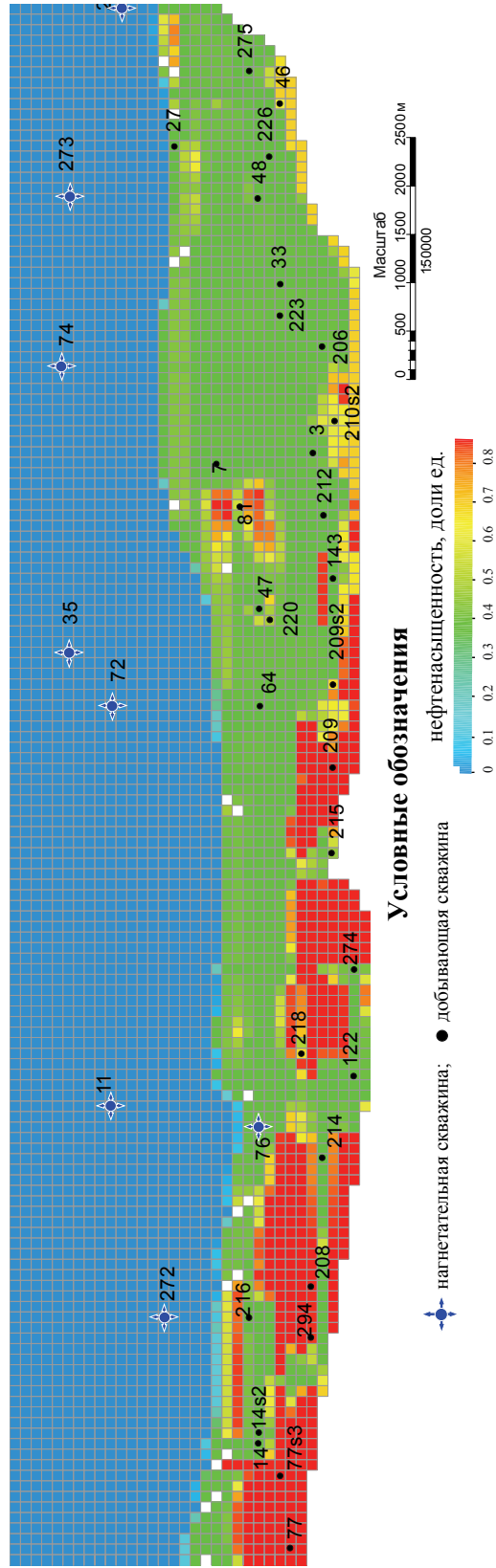


Рис. 3.16. Расчетная нефтенасыщенность 3-го слоя модели по состоянию на 2016 г.

3.4. Анализ истории разработки семилукской залежи нефти Золотухинского месторождения

Семилукская залежь введена в пробную эксплуатацию в 1984 г. скважиной 50 фонтанным способом с начальным дебитом нефти 13 м³/сут. Освоение залежи продолжено только в ноябре 1986 г. вводом добывающей скважины 51 с дебитом нефти 2,7 м³/сут. В июне 1987 г. с дебитом нефти 1,7 м³/сут введена в эксплуатацию скважина 55. Продукция всех добывающих скважин на момент ввода в эксплуатацию была безводной. В период с 1986 по 1987 г. организована система ППД через скважины 28 и 24, которые вскрыли законтурную часть залежи. Для системы ППД используются три типа вод [23], [111]:

1) высококонцентрированные хлоридные кальциево-натриевые рассолы с общей минерализацией около 250 г/л и плотностью 1,17–1,18 г/см³ (закачка такой воды производилась с 1986 по 2014 г. в скважины 24, 28 и 90);

2) слабоминерализованные воды триасового комплекса с общей минерализацией около 10 г/л и средней плотностью 1,006 г/см³ (закачка с 2003 по 2005 г. в скважину 11, с середины 2002 по 2007 г. в скважину 70);

3) пресная вода с водозабора «Якимова Слобода» (закачка в скважины 11 (2005–2007 гг.), 70 (1998–2002 гг., 2008–2014 гг.), 117 (2009–2014 гг.) и 119 (2005–2008 гг.)). Согласно местоположению нагнетательных скважин, закачка пресной и слабоминерализованной воды ведется в восточную часть семилукской залежи, закачка высококонцентрированных рассолов – в западную часть.

В январе 1989 г. вводом в эксплуатацию скважины 56 с дебитом нефти 7,1 м³/сут начата разработка восточной части семилукской залежи. Начальное пластовое давление здесь составило 34,8 МПа и соответствовало текущему пластовому давлению в скважине 51 (34,9 МПа), что свидетельствует о хорошей гидродинамической связи между восточной и западной частями залежи. До 1995 г. разработка семилукской залежи осуществлялась лишь четырьмя добывающими скважинами (50, 51, 55, 56) с поддержанием пластового давления путем закачки воды в скважины 24 и 28. Добывающие скважины 50, 51 и 55 длительное время давали безводную нефть, хотя все они расположены вблизи водонефтяного контакта залежи нефти с законтурной водоносной областью.

Одной из особенностей семилукской залежи нефти Золотухинского месторождения является ее значительная протяженность в субширотном направлении и весьма ограниченная ширина. При площади и длине залежи, равных, соответственно, 3159 тыс. м² и 7500 м, ее средняя ширина составляет 421 м, а максимальная ширина не превышает 850 м. Из-за этой особенности все скважины по отношению к законтурной водоносной области находятся примерно в одинаковом положении, т. е. все они расположены рядом с ВНК. На этом фоне можно выделить скважины, которые, с одной стороны, непосредственно примыкают к ВНК, или, с другой стороны, максимально удалены от него (т. е. находятся в своде ловушки; в нашем случае – вблизи Малодушинского разлома, ограничивающего залежь с южной, приподнятой стороны).

В непосредственной близости от ВНК семилукская залежь нефти вскрыта скважиной 50 (в 60–70 м от средней линии ВНК). Эта скважина является и самой ближней к нагнетательной скважине 28, вводом которой в конце 1986 г. начата закачка воды в залежь. Несмотря на «уникальность» своего положения по отношению к различным источникам воды, интенсивное обводнение продукции скважины 50 началось лишь в ноябре 1995 г., т. е. через 11 лет после ввода в эксплуатацию и после отбора 43350 м³ безводной нефти. Объяснить этот факт можно лишь наличием

слабопроницаемого экрана на ВНК, представляющего собой образование из пород-коллекторов, пустотное пространство которых полностью или частично заполнено катагенетическим галитом и продуктами окисления нефти. Масштабы засоления продуктивных отложений Золотухинского месторождения описаны в главе 1.

Скважины 55 и 56 находятся на расстоянии 100–170 м от внутренней линии ВНК. Продукция скважин 55 и 56 начала обводняться соответственно через 5,5 и 7,0 лет после их ввода в эксплуатацию. Обводнение скважины 51 началось через 8 лет ее эксплуатации.

В сентябре 1995 г. в восточной части залежи вступила в работу скважина 93 с дебитом нефти $2,8 \text{ м}^3/\text{сут}$, который уже через два месяца снизился до $0,04 \text{ м}^3/\text{сут}$. В 1996 г. в западной части залежи построены добывающие скважины 106, 58 и 81. Структурно-геологические и гидрогеологические условия вскрытия семилукской залежи скважинами 106 и 81 примерно одинаковы. До 2002 г. близкими были и показатели разработки этих скважин: безводная продукция примерно в течение года; затем появление воды и рост дебита скважин по воде с течением времени; резкое увеличение дебита жидкости обеих скважин в конце 2002 г., сопровождаемое параллельным ростом дебитов нефти и воды. В 2003 г. отмечено кардинальное изменение в показателях разработки скважин 106 и 81. В течение только 2003 г. произошло полное обводнение продукции скважины 81, тогда как дебит скважины 106 по нефти продолжал расти при синхронном снижении дебита по воде. Эта особенность показателей разработки скважины 106 наблюдается и в последующие годы. Обводнение продукции скважин, запущенных в эксплуатацию в 1996–1998 гг. (скв. 106, 81, 9005, 75), началось через 1–3 года их эксплуатации.

В 1998 г. в восточной части залежи введены в эксплуатацию высокопродуктивные скважины 9005 и 75. В начальный период эксплуатации обе скважины давали безводную нефть. В 2001 г. началось их обводнение, а в 2002 г. происходит скачкообразный рост обводненности продукции.

Вблизи свода ловушки вдоль Малодушинского разлома пробурены (с запада на восток) скважины 81s2, 93s2, 118, 113, 112, 20s2. Скважина 20s2 попадает в обе группы, так как она оказалась на крайнем юго-востоке залежи, где ее ширина, считая от средней линии ВНК, не превышает 200–220 м. Все остальные скважины тяготеют к центральной части залежи (по отношению к ее осевой линии), образуя длинную цепочку и располагаясь на различных расстояниях от ВНК и свода залежи.

Обводнение продукции скважин, запущенных в эксплуатацию в 1996–1998 гг. (скв. 106, 81, 9005, 75), началось через 1,0–3,0 года, т. е. гораздо раньше. В целом за время разработки семилукской залежи с 1984 по 1998 г. наблюдается обратная зависимость между датой ввода скважины в эксплуатацию и продолжительностью безводного периода ее работы. Объясняется это тем, что с течением времени масштабы обводнения залежи растут, поэтому безводный период работы вновь вводимых скважин сокращается.

Процесс обводнения продукции скважин, построенных после 1998 г., в целом подчиняется приведенному выше объяснению, но проявляются и существенные отклонения. Скважины 76, 80, 81s2, 84, 91, 116 вступили в работу сразу с обводненной продукцией, в других вода появилась через 1–2 месяца (скв. 27, 74, 83, 108). Скважины 54, 73, 93s2, 111, 112, 113, 118 начали обводняться через 0,5 и более лет после их ввода в эксплуатацию. Оказались обводненными или очень быстро обводнились скважины 81s2, 93s2, 116, 118, вскрывшие свод залежи вдоль Малодушинского разлома.

Освоение восточной части залежи продолжается вводом высокодебитных скважин 74, 73, 75, 111, 54, 9005, которые на протяжении нескольких лет характеризуются

весьма близкими показателями разработки: 1) начальный безводный период работы; начало обводнения с последующим возрастанием; 2) резкий (лавинообразный) рост обводненности и соответствующее снижение дебита скважин по нефти. Еще одна особенность обводнения семилукской залежи заключается в том, что для многих скважин после некоторого периода плавного роста обводненности произошел лавинообразный (скачкообразный) рост доли воды в их общем дебите. Этот рост происходил, как правило, на фоне значительного увеличения дебита скважин по жидкости. Наиболее интенсивно разбуривается восточная часть залежи в 2002–2003 гг. В эти годы происходит запуск в работу добывающих скважин 108, 27, 111, 76, 54, 112, 84, 83 и 113. В западной части залежи пробурена лишь скважина 91. К этому времени обводнение охватывает большую часть семилукской залежи, поэтому почти все скважины давали обводненную продукцию сразу или через несколько месяцев после их запуска в эксплуатацию.

Дебит скважин по нефти вел себя при этом по-разному: в скважинах 106 (2003 и 2008 гг.), 108 (2003 и 2010 гг.), 20s2 (2010 г.), 27 (2009 и 2011 гг.), 54 (2007 г.), 93s2 (2007 г.) он также увеличивался, а в скважинах 74, 75, 76, 80, 81, 83, 9005 – существенно не изменялся или снижался; иногда снижался после небольшого и непродолжительного начального подъема. Совместная работа этих двух групп скважин сформировала весьма своеобразные колебания суммарного дебита всех добывающих скважин по жидкости, нефти и воде.

По особенностям показателей разработки весь период эксплуатации семилукской залежи можно условно разделить на четыре этапа:

1. *С начала разработки по январь 1989 г.* В это время идет наращивание суммарного объема добываемой безводной нефти в связи с последовательным вводом в эксплуатацию скважин 50, 51, 55 и 56.

2. *Период с 1989 по 1995 г.* Режим разработки является стабильным, сеть скважин не расширяется, в их продукции появляется вода.

3. *Период с 1995 по 2003 г.* Наблюдается интенсивное наращивание суммарного дебита скважин по жидкости. Параллельно с ним растет дебит скважин по нефти и воде.

4. *Период с сентября 2003 г. по настоящее время.* На четвертом этапе продолжается наращивание суммарного дебита скважин по жидкости, сопровождаемое ростом суммарного дебита скважин по воде. В суммарном дебите скважин по нефти происходит инверсия: его закономерный рост на предыдущих этапах меняется на устойчивое снижение.

В настоящее время разработка семилукской залежи нефти Золотухинского месторождения находится на третьей стадии разработки, которая характеризуется значительным снижением добычи нефти, прогрессирующим обводнением продукции (92 %) при среднем росте обводненности 2,5 % в год в течение пяти последних лет. Действующий фонд представлен 16-ю добывающими скважинами (20s2, 27, 51, 54, 80, 81s2, 83, 84, 91, 93s2, 106, 108, 112, 118) и 5-ю нагнетательными скважинами (24, 28, 70, 90, 117). Всего из семилукской залежи Золотухинского месторождения отобрано 77 % от начальных извлекаемых запасов.

3.5. Численная геолого-гидродинамическая модель семилукской залежи нефти Золотухинского месторождения

Исходная геолого-гидродинамическая модель семилукской залежи нефти Золотухинского месторождения построена при выполнении НИР [57], [117]. В последующем она усовершенствовалась и использовалась для решения различных задач, связанных с разработкой [29], [31], [48], [100]. Ниже дается ее краткая характеристика.

Схематизация области фильтрации. Схематизация семилукской залежи выполнена на основе геолого-гидрогеологических условий, описание которых дано в параграфе 1.4. Для этого была использована детальная схема корреляции Золотухинского месторождения, составленная в секторе литологии и стратиграфии БелНИПИнефть в 2010 г. Всего в разрезе залежи выделено 8 модельных слоев. Моисеевские слои семилукского горизонта представлены слабопроницаемыми низкоемкими породами и выделены в отдельный слой-перемычку. Мощность и пористость каждого слоя изменяется в плане согласно данным ГИС, а суммарная емкость пород-коллекторов соответствует величине начальных геологических запасов нефти семилукской залежи Золотухинского месторождения, находящихся на балансе РУП «ПО «Белоруснефть» (2010 г.) [66], [96]. В табл. 3.3 приведены средние значения геолого-геофизических параметров слоев, принятых в модели.

Таблица 3.3

Геолого-геофизические параметры слоев в геолого-гидродинамической модели семилукской залежи Золотухинского месторождения

Горизонт	Слой	Слой в модели	Мощность слоя, м	Коэффициент открытой пористости, %	Коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.
Семилукский D ₃ sm	Азерецкие D ₃ az	1	3,4	8,6	0,86
		2	3,4	11,9	0,86
	Буйновичские D ₃ bn	3	3,4	15,3	0,86
		4	3,4	11,0	0,86
		5	2,7	5,9	0,86
		6	2,7	4,9	0,86
		7	2,7	3,1	0,86
	Моисеевские D ₃ ms	8n	2,7	1,0	0,40

Верхней и нижней границами моделируемого объекта являются соответственно подошва речичского и кровля саргаевского горизонтов. Для воспроизведения этих границ на модели использованы структурные карты кровли семилукского и саргаевского горизонтов, построенные в отделе подсчета запасов нефти и газа БелНИПИнефть в 2010 г. Северная, западная и восточная границы приняты в пределах законтурной водоносной области на расстоянии 700–1100 м от ВНК. В процессе решения серии обратных задач объем законтурной области изменялся путем увеличения емкости ячеек, примыкающих к боковым границам модели. Южная граница проведена по линии Малодушинского регионального разлома. Все внешние границы объекта являются непроницаемыми.

В плане моделируемый объект аппроксимирован квадратной сеткой с шагом 50 м по осям X и Y . Количество узловых точек по оси X равно 166, по оси Y – 30, по оси Z – 40.

В процессе разработки семилукской залежи пластовое давление не снижалось ниже давления насыщения нефти газом (6,1 МПа). Поэтому для описания состояния флюидов в пласте использована модель двухфазной изотермической фильтрации несмешивающихся флюидов. Газовый фактор задан постоянным числом.

Свойства породы и флюида. Для описания физико-химических свойств нефти использовались результаты исследования проб пластовой нефти при однократном разгазировании, отобранных из шести скважин [66]. Зависимости вязкости и объемного коэффициента для нефти заданы как функции от давления при пластовой температуре 78 °С (рис. 3.17). Исходные физико-химические свойства флюидов, принятые при моделировании, приведены в табл. 3.4.

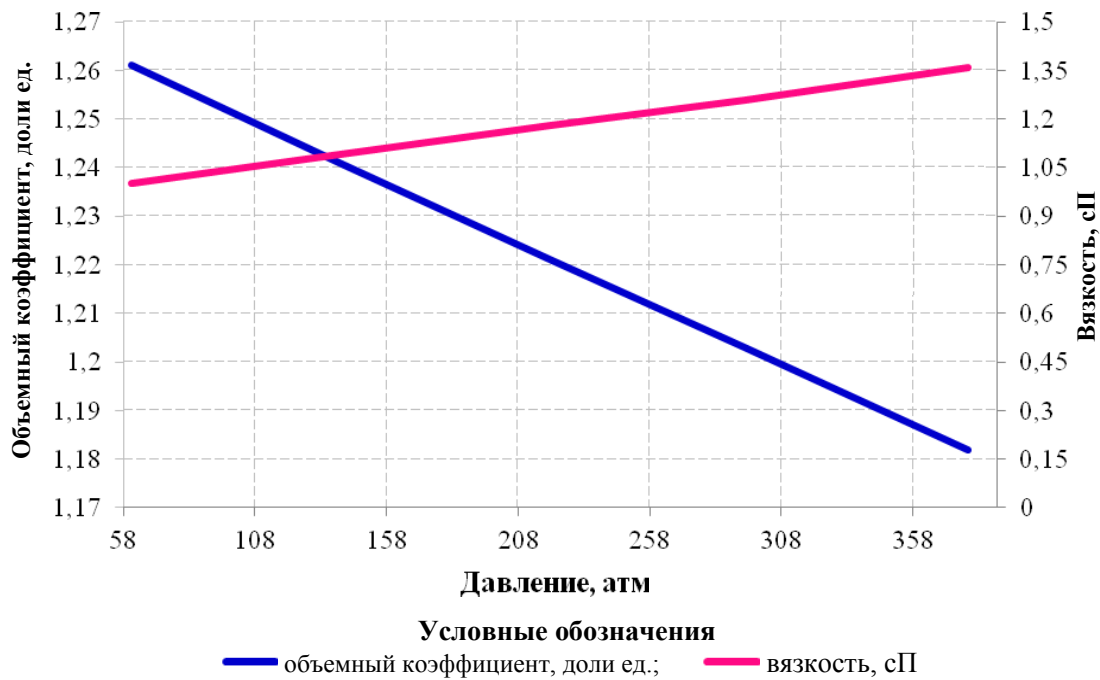


Рис. 3.17. Зависимости вязкости и объемного коэффициента нефти от пластового давления

Относительные фазовые проницаемости и капиллярные давления. Критические точки ОФП определены по результатам лабораторных исследований вытеснения нефти водой и составляют: значение начальной нефтенасыщенности – 0,86 доли ед., водонасыщенности – 0,14 доли ед., остаточной нефтенасыщенности – 0,30 доли ед. [66]. Форма кривых ОФП рассчитывалась согласно формулам (3.2) (рис. 3.18).

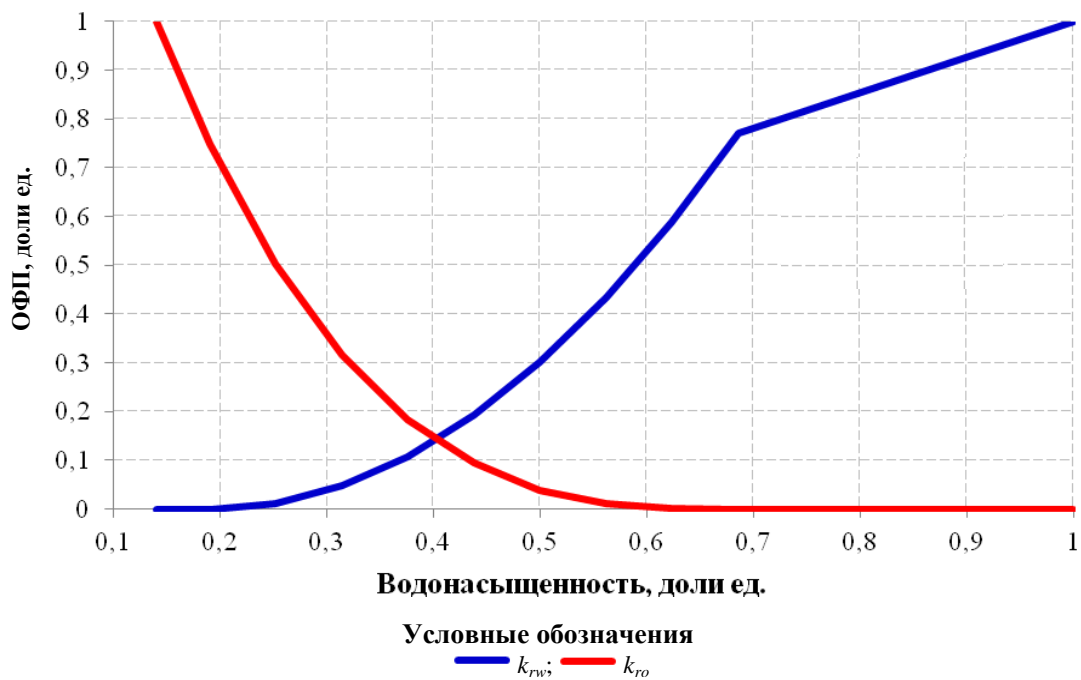


Рис. 3.18. Относительные фазовые проницаемости для семилукской залежи Золотухинского месторождения: k_{rw} – ОФП по воде; k_{ro} – ОФП по нефти

Характеристика коллекторских свойств пласта. Проницаемость семилукских отложений оценена по материалам гидродинамических исследований скважин 26, 27, 50, 51, 54, 55 и 56. Коэффициент проницаемости призабойной зоны скважин изменяется в диапазоне 3,25–93,6 мД (среднее значение 31,4 мД), удаленной зоны – в диапазоне 2,35–150,0 мД (среднее значение 22,0 мД). Коэффициент проницаемости всех расчетных слоев принят равным 22,0 мД, что соответствует среднему значению проницаемости удаленной зоны пласта, определенному по результатам ГДИ скважин. В ячейках, находящихся в радиусе 100–150 м вокруг добывающих и нагнетательных скважин, коэффициент проницаемости пласта задавался для каждой скважины индивидуально на основе результатов ГДИ и продуктивности скважин в начальный период их эксплуатации.

Таблица 3.4

Основные исходные физико-химические свойства флюидов, принятые при моделировании разработки семилукской залежи Золотухинского месторождения

Параметры	
Начальное пластовое давление, МПа	37,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,1
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	831,5
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1254
Вязкость нефти в пластовых условиях, сП	1,83
Вязкость воды в пластовых условиях, сП	1,0
Объемный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении, доли ед.	1,19
Объемный коэффициент нефти при давлении насыщения, доли ед.	1,24
Газосодержание, м ³ /т	55,8
Коэффициент сжимаемости породы, МПа ⁻¹	$2,5 \cdot 10^{-5}$
Коэффициент сжимаемости воды, МПа ⁻¹	$3,5 \cdot 10^{-4}$

Обоснование граничных и начальных условий моделирования. На всех внешних границах модели приняты условия второго рода с нулевым расходом. Добывающие и нагнетательные скважины заданы как внутренние границы второго рода с фактическими дебитами по жидкости. Начальные условия в модели задавались величиной начального пластового давления (37,9 МПа), приведенного к отметке ВНК, и величиной начальной нефтенасыщенности (0,86 доли ед.). Капиллярное давление принято равным нулю.

Адаптация гидродинамической модели на основе анализа истории разработки. В процессе адаптации семилукской залежи Золотухинского месторождения к истории ее разработки было выполнено более 500 модельных расчетов. Получить удовлетворительное совпадение фактических и модельных пластовых давлений во всех добывающих и нагнетательных скважинах в период времени с начала разработки до 1997 г. удалось после значительного увеличения объема законтурной области. Решение задачи стало возможным благодаря тому, что пластовые давления в нагнетательных скважинах быстро реагируют на объем водоносной области, в которой они и находятся. Пластовые давления в добывающих скважинах более чувствительны к проницаемости пласта в пределах собственно нефтяной залежи [57], [100].

На первом этапе адаптации модели произведена также существенная дифференциация проницаемости пород-коллекторов семилукского горизонта. Путем подбора получены следующие средние фоновые значения коэффициентов проницаемости матрицы

каждого расчетного слоя (от кровли к подошве): 1 – 2,6 мД; 2 – 6,7 мД; 3 – 17,0 мД; 4 – 18,0 мД; 5 – 9,1 мД; 6 – 2,0 мД; 7 – 0,1 мД; 8 – 0,1 мД. Относительная изоляция нефтяной залежи от законтурной водоносной области реализована на модели заданием в расчетных слоях 1–6 вдоль зоны ВНК слабопроницаемого экрана, исходная проницаемость которого принята равной 1,9 мД. Наряду с фоновой проницаемостью пласта выделены линейные субширотные и субмеридиональные зоны трещиноватости, коэффициенты проницаемости которых изменяются от первых десятков миллидарси до 3,3 Дарси. Наиболее проницаемые зоны трещиноватости тяготеют к присводовой южной части залежи. Одна из таких зон четко идентифицируется по промысловым показателям эксплуатационных скважин 28, 81s2, 93, 118, а также скважин 51, 81, 106, 55, 71, 116, 111, 113, 112, 20s2, которые оказались в радиусе ее влияния [57], [100].

3.6. Оценка влияния фильтрационной неоднородности пласта на пространственную структуру фильтрационного потока при разработке семилукской залежи нефти Золотухинского месторождения

Влияние фильтрационной неоднородности пласта на ПСФП изучалось на втором этапе адаптации семилукской залежи, в период закачки в пласт слабоминерализованных и пресных вод. Учитывалось изменение проницаемости зон трещиноватости во времени в результате растворения катагенетического галита, а также формирование новой сети фильтрационных каналов и дополнительной емкости.

На семилукской залежи Золотухинского месторождения в течение 1996–1998 гг. проводился гидрохимический мониторинг закачиваемых и попутно добываемых вод. Результаты гидрохимического мониторинга, а также балансовые оценки показали, что химический состав попутных вод скважин формировался не только за счет смешения закачиваемых и пластовых вод, но и за счет растворения катагенетических галитовых выполнений трещин, пор и каверн. С попутными водами скважины 51 вынесено 1230,1 м³ галита; скважины 55 – 277,1 м³, скважины 58 – 3,1 м³ [112]. Согласно исследованиям В. Д. Порошина [112], величина содержания избыточного хлорида натрия в попутной воде подсолевого объекта разработки для разных скважин меняется от 4 до 44 г/л. Приведенные результаты гидрохимического мониторинга по скважинам 51, 55, и 58 объясняются тем, что, начиная с 1998 г., для поддержания пластового давления в восточной части семилукской залежи начата закачка слабоминерализованной воды с плотностью 1,008 г/см³ в скважину 70. С ноября 2003 по сентябрь 2005 г. закачка такой же воды организована в скважину 11, расположенную восточнее. С октября 2005 г. в скважину 11, а с декабря 2005 г. и в скважину 119, оборудованную в самой восточной части залежи, закачивают пресную воду. В результате закачки вод низкой минерализации в целом ряде скважин, расположенных вблизи зоны нагнетания, произошло снижение плотностей попутных вод и сформировался их специфический состав за счет растворения катагенетического галита закачиваемой водой и ее смешения с пластовыми рассолами [25], [112]. По оценкам лаборатории нефтепромысловой гидрогеологии БелНИПИнефть, эти процессы привели к выносу катагенетического галита с попутными водами скважин 51 (с 1996 г.), 54 (с 2003 г.), 55 (с 1996 г.), 58 (с 1996 г.), 74 и 75 (с 2001 г.), 76 (с 2003 г.), 106 (с 2000 г.), 108 (с 2003 г.), 118 (с 2010 г.). Химический состав закачиваемых и пластовых вод семилукской залежи Золотухинского месторождения приводится в табл. 3.5 и 3.6 по данным литературных источников [112].

Нами была выполнена оценка термодинамического состояния рассолов, закачиваемых в залежь, а также смешение этих рассолов с пластовыми водами. Расчеты выполнялись в ПО «SOMIX VL» по методике В. Н. Озябкина [116]. Результаты моделирования показывают, что растворимость галита в нагнетаемом рассоле плотностью 1,18 г/см³

в пластовых условиях (50 °С, глубина 3700 м) равна 111,3 г/л. При смешении закачиваемого рассола с пластовыми водами в равных частях в тех же пластовых условиях образуется раствор плотностью 1,23 г/см³ (табл. 3.7), в котором растворимость галита составляет 50,1 г/л.

Таблица 3.5

Химический состав закачиваемой воды в семилукскую залежь

Концентрация ионов, мг/л							Плотность, г/см ³	Минерализация, г/л
K ⁺ + Na ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺	Cl ⁻	Br ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻		
53381	5460	33500	156590	13	680	380	1,18	251

Таблица 3.6

Химический состав пластовой воды семилукской залежи

Концентрация ионов, мг/л							Плотность, г/см ³	Минерализация, г/л
K ⁺ + Na ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺	Cl ⁻	Br ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻		
49826	8335	75472	221760	3835	156	199	1,25	363

Таблица 3.7

Химический состав рассола, полученного при смешении закачиваемых и пластовых вод

Концентрация ионов, мг/л							Плотность, г/см ³	Минерализация, г/л
K ⁺ + Na ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺	Cl ⁻	Br ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻		
56430	6650	52900	196100	1820	163	271	1,23	315

Таким образом, проведенный комплекс работ на востоке залежи в совокупности с высокой степенью засоления семилукских отложений обусловил растворение катагенетического галита и резкое увеличение проницаемости на основных путях фильтрации закачиваемой пресной воды [31], [57], [100].

Изменение проницаемости зон трещиноватости и экрана на ВНК производилось на модели поэтапно в соответствии с фронтом продвижения закачиваемой воды, не насыщенной по галиту, от нагнетательных скважин к зонам отбора. Кратность увеличения коэффициента проницаемости определялась масштабами обводнения продукции скважин, а также степенью совпадения модельных и фактических показателей разработки. Всего выполнено 48 итераций (рестартов) с шагом по времени от двух месяцев до полутора лет. В итоге было установлено, что слабопроницаемый экран на ВНК является неоднородным по фильтрационным свойствам, а его размыв происходил по площади и во времени неравномерно. Неоднородность экрана четко прослеживается по режиму эксплуатации нагнетательной скважины 28 и добывающей скважины 50 на первых этапах разработки: процесс нагнетания в законтурную скважину 28 сопровождается практически одинаковым темпом роста пластового давления в обеих скважинах; в продукции скважины 50 плотность попутно добываемой воды составля-

ет ($1,18 \text{ г/см}^3$) и близка по составу к закачиваемой воде в скважину 28. Вместе с тем такая взаимосвязь между нагнетательной скважиной 24 и зоной отбора скважин 54, 55, 51 на первых этапах разработки не прослеживается [31], [57], [100].

Растворение галита в зоне ВНК в процессе разработки залежи привело к увеличению коэффициента проницаемости экрана на отдельных участках, что выразилось в изменении гидравлической связи между законтурной областью и залежью нефти. Первыми на залежи обводнились скважины 55 и 56 после 7–10 лет интенсивного нагнетания воды. В результате исходная проницаемость экрана на отдельных участках залежи увеличилась в 100–1000 раз.

В дальнейшем процесс растворения катагенетического галита происходил наиболее интенсивно в нефтяной части залежи. Как только зона высокой проницаемости пород продвигалась до забоя конкретной добывающей скважины, происходило ее резкое обводнение. Фильтрационная неоднородность семилукских отложений проявляется в специфике обводнения отдельных скважин. Так, скважины 76, 80, 81s2, 84, 91, 116 вступили в работу сразу с обводненной продукцией, в других (скважины 27, 74, 83, 108) вода появилась через 1–2 месяца. Скважины 54, 73, 93s2, 111, 112, 113, 118 начали обводняться через 0,5 и более лет после их ввода в эксплуатацию. Оказались обводненными или очень быстро обводнились скважины 81s2, 93s2, 116, 118, вскрывшие свод залежи вдоль Малодушинского разлома. Вероятнее всего, еще до начала разработки южная прикровельная часть залежи, ограниченная региональным Малодушинским разломом, уже отличалась от матричной части пласта повышенными значениями проницаемости в связи с ее трещиноватостью. Вдоль свода залежи выявлена регионально-линейная зона повышенной проницаемости. Продвижение закачиваемой воды по пути наименьшего сопротивления (по зоне трещиноватости) способствовало заводнению свода залежи. Величина проницаемости этой зоны изменяется от 3300 до 8500 мД, ширина – от 50 до 150 м. Наличие регионально-линейной зоны трещиноватости достаточно уверенно подтверждается промысловыми материалами скважин 28, 81s2, 93, 118, которые попали в эту зону, а также скважин 51, 81, 106, 55, 71, 116, 111, 113, 112, 20s2, которые оказались в радиусе ее влияния [31], [57], [100].

Специфические изменения во времени дебитов воды и нефти, пластовых и забойных давлений на модели определялись коэффициентами проницаемости линейно-локальных зон трещиноватости между соседними добывающими и нагнетательными скважинами. Для линейно-локальных зон трещиноватости величины коэффициентов проницаемости изменяются от первых десятков мД до 3,3 Д.

Рассмотрим детальнее влияние нагнетательной скважины 70 на добывающие скважины 75, 74, 73 и др., которые попали в зону ее влияния. Согласно результатам гидрохимического мониторинга залежи [25], начиная с 2001 г. установлено синхронное влияние объемов закачки в скважину 70 на изменение плотности попутно добываемой воды в скважинах 75, 74, 73, 76, 27. Этапам роста обводненности продукции соответствует поступление более пресных вод, связанное с увеличением закачки в скважину 70, и наоборот. Все это свидетельствует о промытости основных фильтрационных каналов от вторичного галита, связывающих зону нагнетания скважины 70 и зону отбора. В то же время не отмечается прямого влияния на группу добывающих скважин закачки рассолов в скважины 90 и 24, которые формируют зону заводнения в западной части залежи.

Значительное увеличение проницаемости пласта, вызванное растворением катагенетического галита, спровоцировало формирование инверсионного дебита скважин по нефти, который выражается в снижении последнего при постоянном росте объема добываемой жидкости. Когда влияние процесса распространилось на все эксплуатационные скважины, нагнетаемая в пласт пресная вода стремительно продвигалась по сформированным высокопроницаемым каналам, не совершая полезного действия по вытеснению нефти.

Модельные показатели разработки семилукской залежи Золотухинского месторождения (рис. 3.19) получены при результирующей проницаемости пласта (рис. 3.20). Из рис. 3.19 видно, что с 2003 г. происходит закономерное снижение суммарного дебита скважин по нефти вне зависимости от суммарного дебита отбираемой жидкости (как при его увеличении, так и при снижении). Инверсионный режим особенно четко проявляется при эксплуатации скважин 73, 74, 75 и прослеживается до 2014 г. (рис. 3.22–3.25).

На тех участках, где в пласт закачиваются высококонцентрированные рассолы, изменение проницаемости пласта незначительное, поэтому увеличение объема добываемой жидкости сопровождается ростом как дебита воды, так и нефти (скважины 106, 108, 20s2, 27, 54, 93s2). Незначительные разнонаправленные колебания в суммарном дебите скважин по нефти вызваны влиянием других мероприятий, проводимых на объекте, а также влиянием скважин, которые не попали в зону влияния закачиваемой пресной воды.

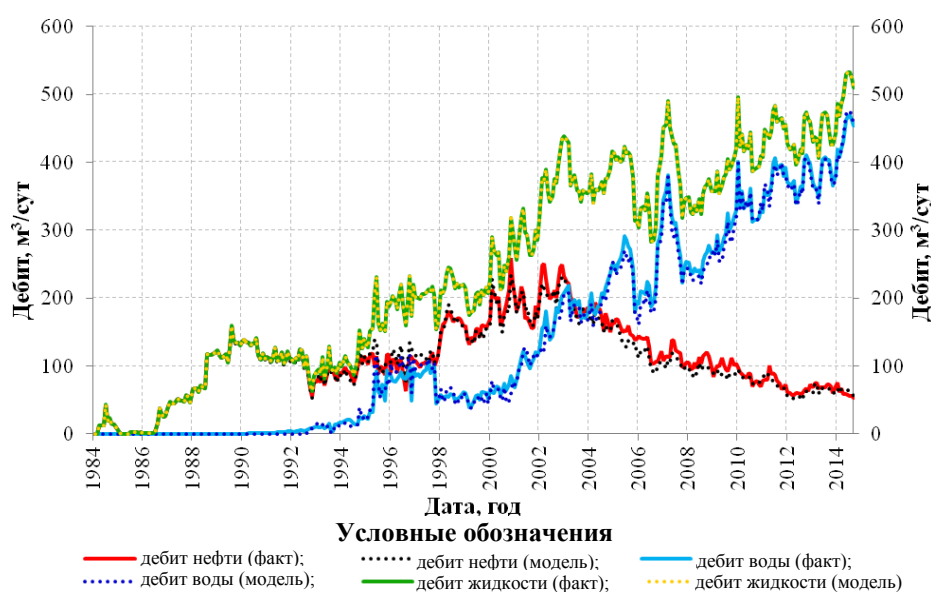


Рис. 3.19. Фактические и модельные показатели разработки семилукской залежи Золотухинского месторождения

На рис. 3.21 показана остаточная нефтенасыщенность 3-го слоя по состоянию на 2016 г., полученная при результирующей проницаемости пласта. При сравнении рис. 3.20 и 3.21 отчетливо видна роль высокопроницаемых зон трещиноватости в обводнении залежи. Сформировавшаяся в процессе разработки система взаимно ортогональных высокопроницаемых каналов представляет собой промытую часть залежи. Остаточные запасы подвижной нефти локализованы большей частью между обводненными высокопроницаемыми каналами, а также в своде восточной части залежи.

Критерием достоверности построенной гидродинамической модели семилукской залежи Золотухинского месторождения является удовлетворительное совпадение модельных и фактических показателей разработки как в целом по залежи, так и для добывающих и нагнетательных скважин в отдельности. Сравнительно высокий уровень достоверности построенной модели дает основание утверждать, что надежность результатов моделирования является также высокой.

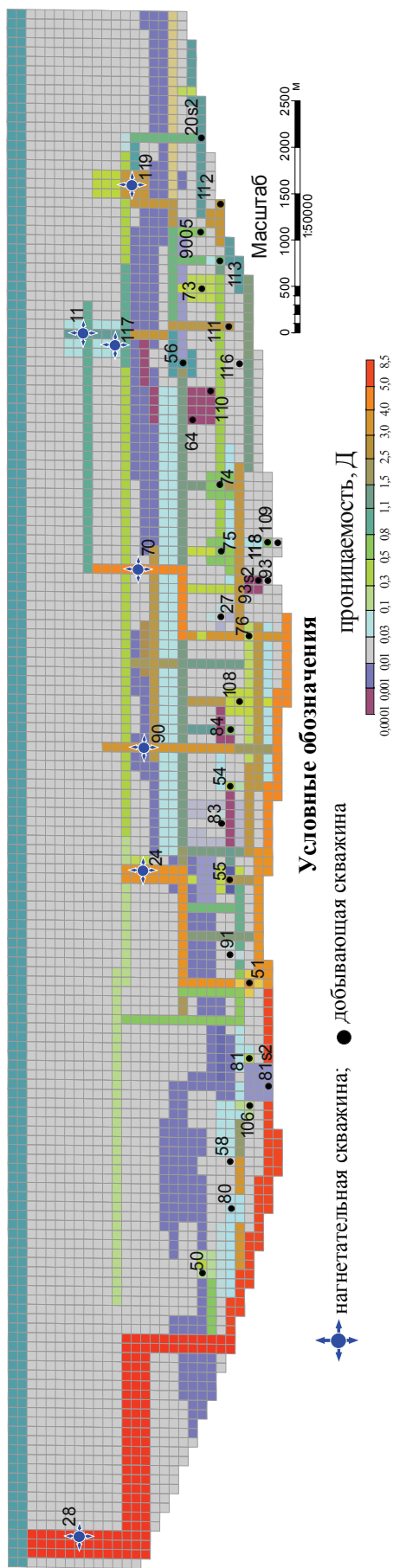


Рис. 3.20. Модель проницаемости 3-го расчетного слоя семилюкских отложений Золотухинского месторождения после обводнения добывающих скважин

83

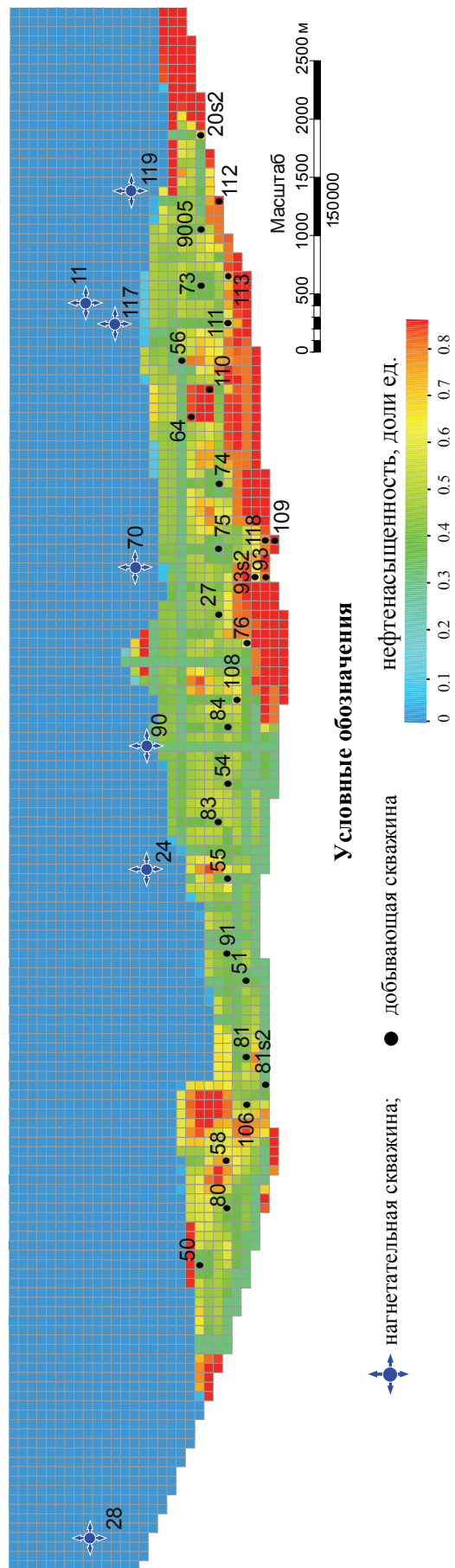


Рис. 3.21. Расчетная нефтенасыщенность 3-го слоя модели по состоянию на 2016 г.

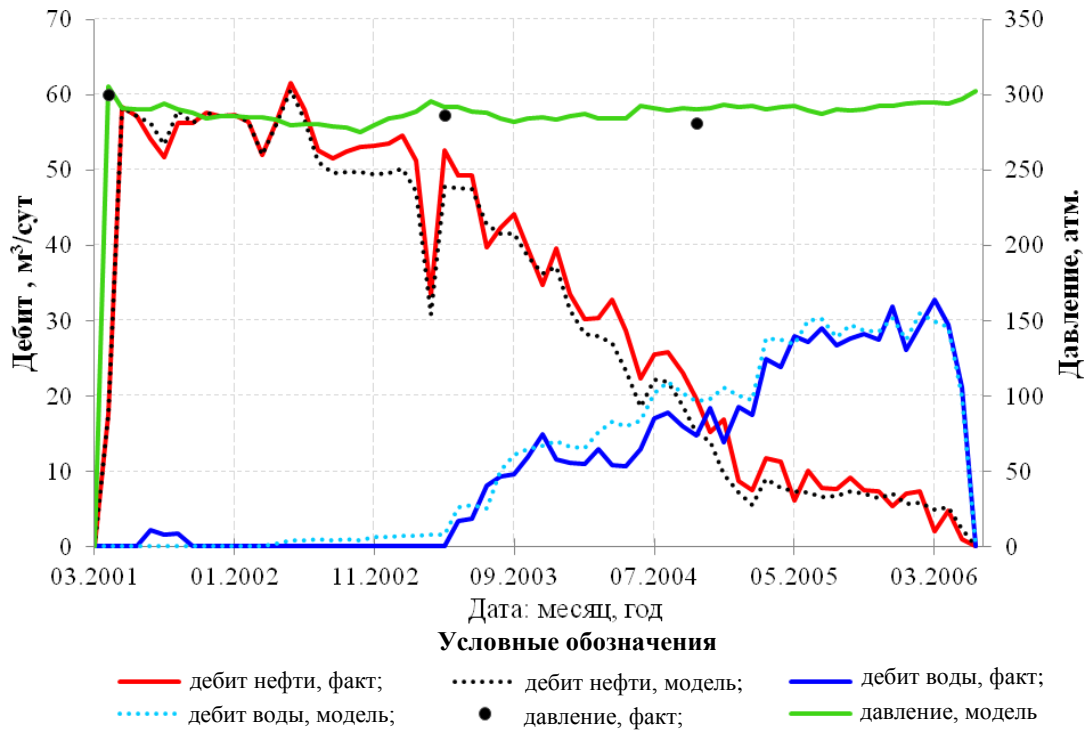


Рис. 3.22. Фактические и модельные показатели разработки скважины 73

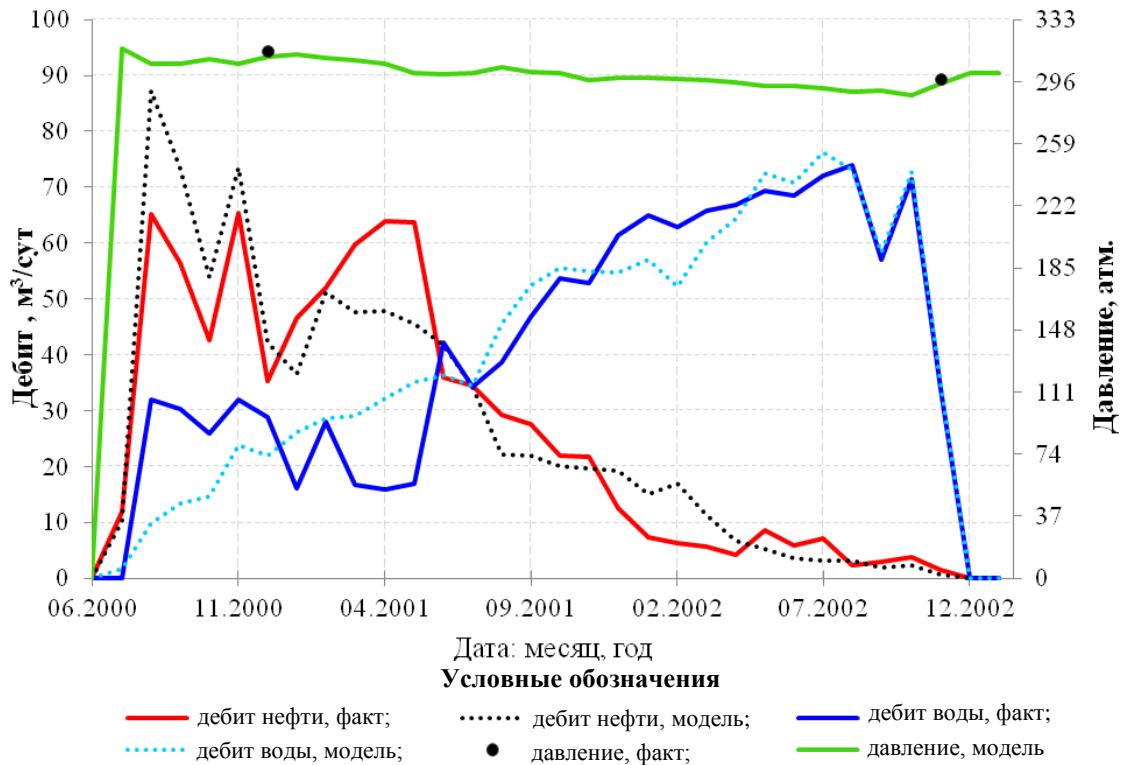


Рис. 3.23. Фактические и модельные показатели разработки скважины 74

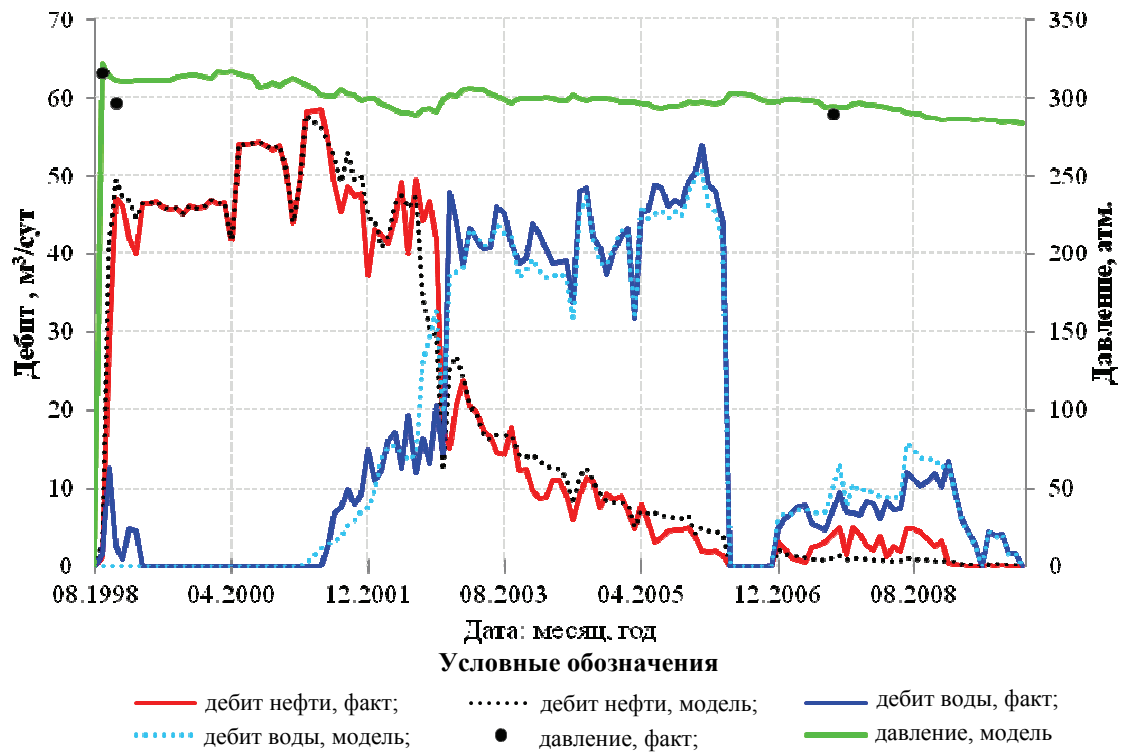


Рис. 3.24. Фактические и модельные показатели разработки скважины 75

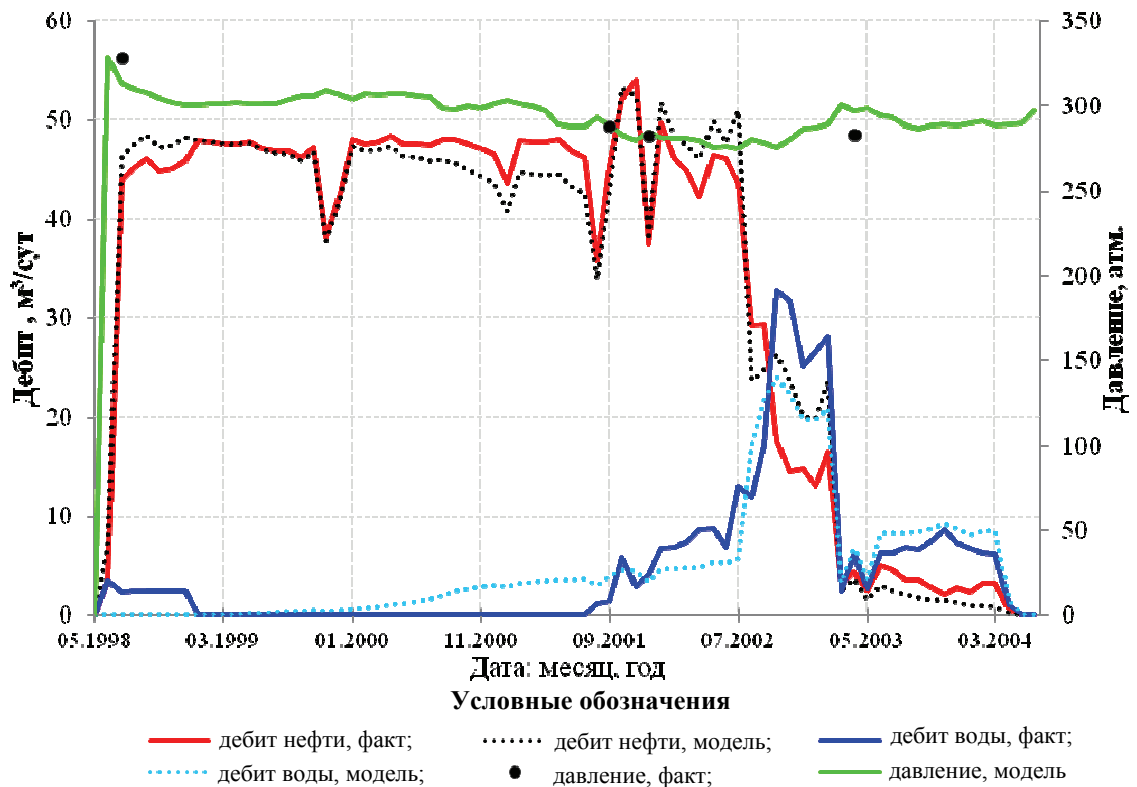


Рис. 3.25. Фактические и модельные показатели разработки скважины 9005

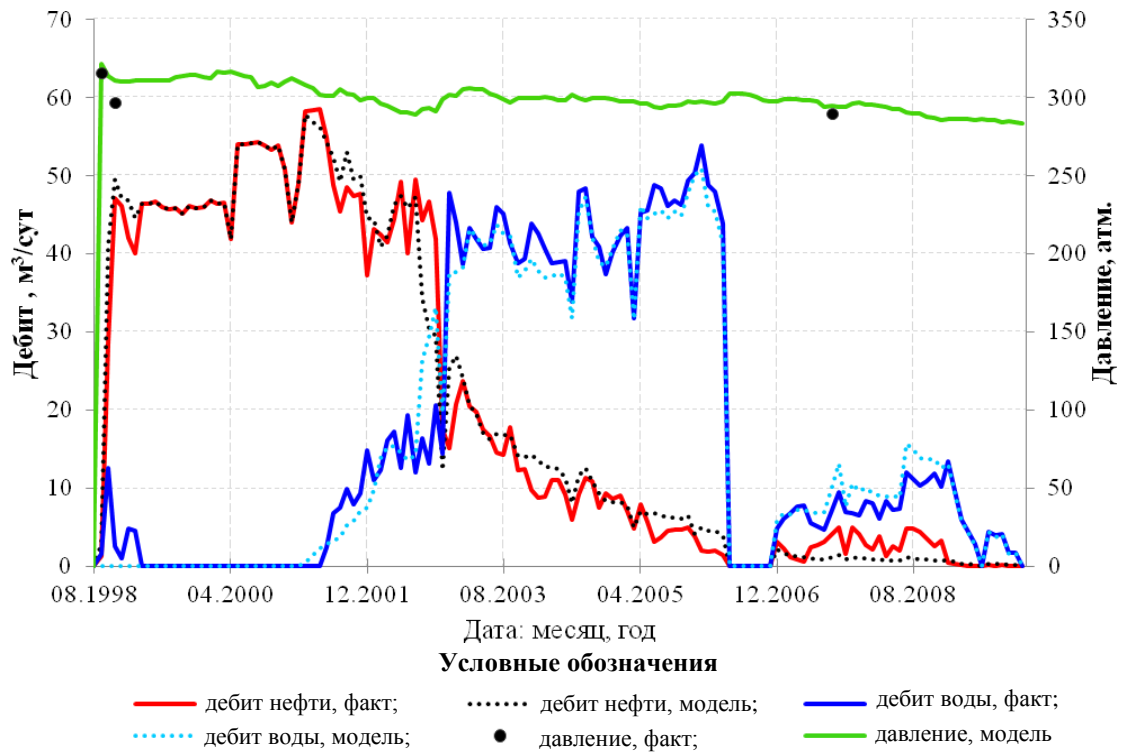


Рис. 3.24. Фактические и модельные показатели разработки скважины 75

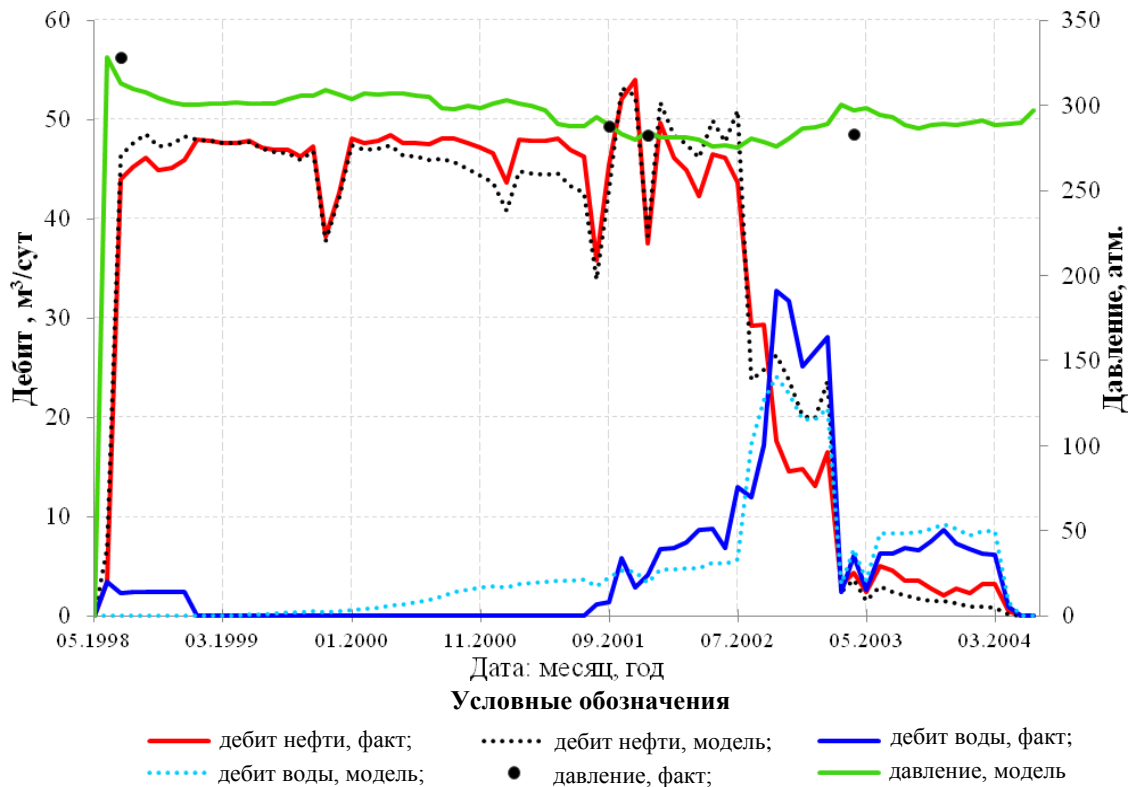


Рис. 3.25. Фактические и модельные показатели разработки скважины 9005

3.7. Численная геолого-гидродинамическая модель меж солевой залеж и нефти Осташковичского месторождения

3.7. Численная геолого-гидродинамическая модель межсолевой залежи нефти Осташковичского месторождения

Исходная геолого-гидродинамическая модель межсолевой залежи нефти Осташковичского месторождения построена в рамках работ [57], [58].

Схематизация области фильтрации. Для схематизации области фильтрации в межсолевой залежи была использована детальная схема корреляции Осташковичского месторождения, составленная в секторе литологии и стратиграфии БелНИПИнефть в 2006 г. Согласно этой схеме толща межсолевой залежи разделена на продуктивные пачки горных пород (породы-коллекторы) и пачки-перемычки – низкоемкие маломощные, разобщенные блоки и линзы карбонатных пород [2].

В геологической модели пачки-перемычки реализованы в виде отдельных зон (блоков) низкоемких и слабопроницаемых пород согласно глубинам их залегания. Весь разрез межсолевой залежи разбит на 53 горизонтально залегающих слоя. Нефтенасыщенная часть залежи представлена 47 модельными слоями общей мощностью 238 м. Водонасыщенная часть залежи представлена 6-ю слоями общей мощностью 270 м (с 48 по 53 слой). В табл. 3.8 представлены средние величины петрофизических параметров для расчетных слоев в модели. Суммарная емкость пород-коллекторов в модели соответствует величине начальных геологических запасов нефти межсолевой залежи Осташковичского месторождения нефти, находящихся на балансе РУП «ПО «Белоруснефть» 2006 г. [109].

Таблица 3.8

Геолого-геофизические параметры расчетных слоев в модели

Слой в модели	Мощность слоя, м	Коэффициент открытой пористости, %	Коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.
1–10	5,0	0,52	0,78
11–19	5,0	2,0	0,89
20–28	5,0	4,6	0,89
29–32	5,0	5,5	0,89
33–38	5,0	5,8	0,89
39–47	5,26	6,3	0,89
48–53	47,6	11,6	0,0

Верхней и нижней границами моделируемого объекта являются, соответственно, поверхности петриковского и домановичского горизонтов. Для воспроизведения этих границ на модели использованы структурные карты кровли петриковского и домановичского горизонтов, построенные в отделе подсчета запасов нефти и газа БелНИПИнефть в 2006 г. Нижняя граница залежи принята в пределах законтурной водоносной области на расстоянии (глубине) 260 м от ВНК.

Исходная геолого-гидродинамическая модель создана на основе квадратной сеточной области в плане с шагом 100 м по осям X и Y . Количество узловых точек по оси X равно 166; по оси Y – 30; по оси Z – 40. Система координат принята блочно-центрированной.

Свойства породы и флюида. Для описания физико-химических свойств нефти использованы результаты исследования проб пластовой нефти при однократном разгазировании, отобранных из скважин 2, 5, 13, 30, 32, 36, 38, 55, 57, 82 [109]. Зависимости вязкости и объемного коэффициента нефти от давления при температуре 65 °С описаны с помощью встроенных корреляций в ПК «Eclipse». Исходные физико-химические свойства флюидов, принятые при моделировании, приведены в табл. 3.9.

Основные исходные физико-химические свойства флюидов, принятые при моделировании межслоевой залежи Осташковичского месторождения

Параметры	Значение
Начальное пластовое давление, МПа	34,0
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,04
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	877,2
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1200
Вязкость нефти в пластовых условиях, сП	3,22
Вязкость воды в пластовых условиях, сП	1,3
Объемный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении, доли ед.	1,23
Объемный коэффициент нефти при давлении насыщения, доли ед.	1,267
Газосодержание, м ³ /м ³	73,7
Коэффициент сжимаемости породы, МПа ⁻¹	$2,5 \cdot 10^{-5}$
Коэффициент сжимаемости воды, МПа ⁻¹	$3,5 \cdot 10^{-4}$

Обоснование граничных и начальных условий моделирования. На внешних границах модели задано условие второго рода: расход потока каждой из фаз равен нулю. Величина начального пластового давления – 34 МПа, значение начальной нефтенасыщенности – 0,77 доли ед. Добывающие и нагнетательные скважины заданы как внутренние границы второго рода с фактическими дебитами по жидкости.

Обоснование относительных фазовых проницаемостей. Величина остаточной нефтенасыщенности для петриковских и елецко-задонских отложений была рассчитана по формуле (3.1), исходя из утвержденного коэффициента вытеснения нефти, равного 0,55 доли ед., и величины начальной нефтенасыщенности, согласно [109]. Для петриковских отложений величина остаточной нефтенасыщенности составила 0,35 доли ед., для елецко-задонских отложений – 0,40 доли ед. Форма кривых ОФП рассчитывалась в процессе адаптации модели по формуле (3.2) (рис. 3.26).

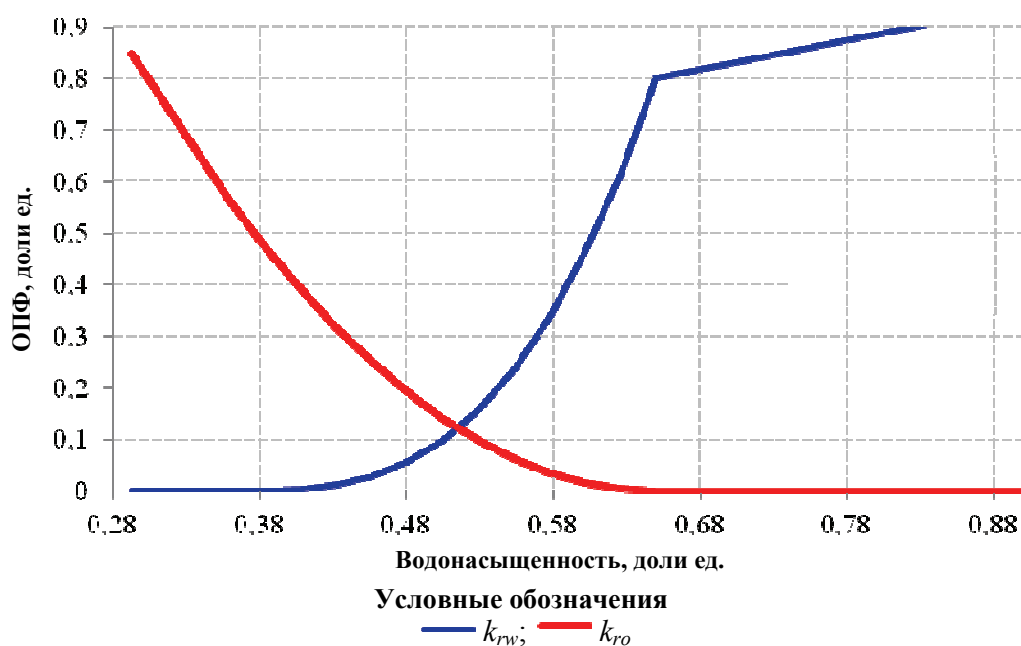


Рис. 3.26. Относительные фазовые проницаемости для межслоевой залежи Осташковичского месторождения: k_{rw} – ОФП по воде; k_{ro} – ОФП по нефти

Для описания емкостных свойств пласта использованы материалы интерпретации ГИС по 191 скважине, размещенные в интегрированной базе данных РУП «ПО «Белоруснефть».

Коэффициент проницаемости для расчетных слоев исходной модели вычислен по зависимости Котяхова, установленной между коэффициентами пористости и проницаемости для кавернозно-пористых карбонатных пород Осташковичского месторождения [75]:

$$m = 6,63k^{0,186}, \quad (3.3)$$

где m – коэффициент открытой пористости, %; k – коэффициент проницаемости, мД.

Фильтрационные характеристики елецко-задонской залежи получены по материалам ГДИ, выполненных в 19 скважинах. Результаты ГДИ скважин в обобщенном виде приведены в табл. 3.10. Как видно, коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта в несколько раз меньше аналогичных значений этого параметра в призабойной зоне. Повышенные значения коэффициента проницаемости в призабойной зоне пласта объясняются регулярным проведением мероприятий по очистке забоя скважин. Размер призабойной зоны изменяется от 25 до 100 м, что в модели межсолевой залежи соизмеримо с одной ячейкой, в которой находится скважина. Изменение коэффициента проницаемости в этой ячейке практически не отражается на показателях работы скважины. Поэтому для исходной гидродинамической модели были использованы значения коэффициента проницаемости удаленной зоны пласта для каждой из скважин в соответствии с началом эксплуатации.

Таблица 3.10

Результаты гидродинамических исследований скважин межсолевой залежи нефти Осташковичского месторождения

Надгоризонт	Номер скважины	Количество определений	Проницаемость удаленной зоны, мД	Проницаемость призабойной зоны, мД
Петриковский D _{3ptr}	246	1	261,1	569,8
Елецкий D _{3el}	238g	1	0,03	0,15
	270	2	1,9	2,2
	34s2	1	2,2	16,2
Задонский D _{3zd}	103	2	219,3	673,3
	104	8	53,5	122,5
	105	2	13,6	102,8
	49	4	124,8	518,9
	55	2	17,8	28,65
	57	3	9,0	17,2
	67	4	99,0	423,2
	70	9	101,3	241,2
	8	1	481,7	3176
	94	1	365,1	592,5

Адаптация гидродинамической модели на основе анализа истории разработки. Адаптация модели заключалась в уточнении проницаемости расчетных слоев модели и слабопроницаемых блоков пород с учетом изменения коэффициента проницаемости в процессе разработки за счет растворения катагенетического галита и

выноса продуктов его растворения с попутной водой добывающих скважин. Всего было выполнено более 200 модельных экспериментов [32], [45], [47].

3.8. Оценка влияния фильтрационной неоднородности пласта на пространственную структуру фильтрационного потока при разработке межсолевой залежи нефти Осташковичского месторождения

Для решения поставленной задачи наиболее интересен начальный этап разработки межсолевой залежи (1967–1979 гг.). Этот период характеризуется интенсивным заводнением залежи и масштабным растворением катагенетического галита.

Межсолевая залежь Осташковичского месторождения введена в разработку в 1967 г. скважиной 2 с фонтанным дебитом по нефти 200–223 м³/сут. Начальное пластовое давление составило 340 атм. В последующем осваивались добывающие скважины 5, 8, 30, 32, 31, 36, 38, 39, 42, 53, 57, 59, 60, 61, 73, 82, 84 [121].

Добыча нефти сопровождалась резким падением пластового давления, что свидетельствовало о весьма слабой связи залежи с подошвенными пластовыми рассолами. На рис. 3.27 приведен типичный график динамики пластового давления в период разработки с 1967 по 2001 г. [121]. На упругом режиме разработки было отобрано 1,55 млн т нефти. За счет упругой энергии пласта и флюидов имел место нестационарный пространственно-радиальный поток нефти к добывающим скважинам.

Для поддержания пластового давления в 1969–1972 гг. была организована закачка пресных вод в целый ряд законтурных и приконтурных скважин. Небольшие объемы воды были закачаны в 1969–1970 гг. во внутриконтурную скважину 13 (164,7 тыс. м³). В 1972 г. закачка велась в основном в приконтурные и законтурные скважины 20, 29, 37, 39, 43, 44, 58, 83, 84. В целом в залежь за три года эксплуатации было закачано 1,30 млн м³, однако давление в залежи продолжало снижаться. К середине 1973 г. компенсация отбора жидкости закачкой воды достигла 140 %, а накопленная компенсация с начала разработки составила 102 %. Пластовое давление в подконтурной части залежи было на уровне 33–36 МПа. Пластовое давление в зоне отбора продолжало снижаться [121].

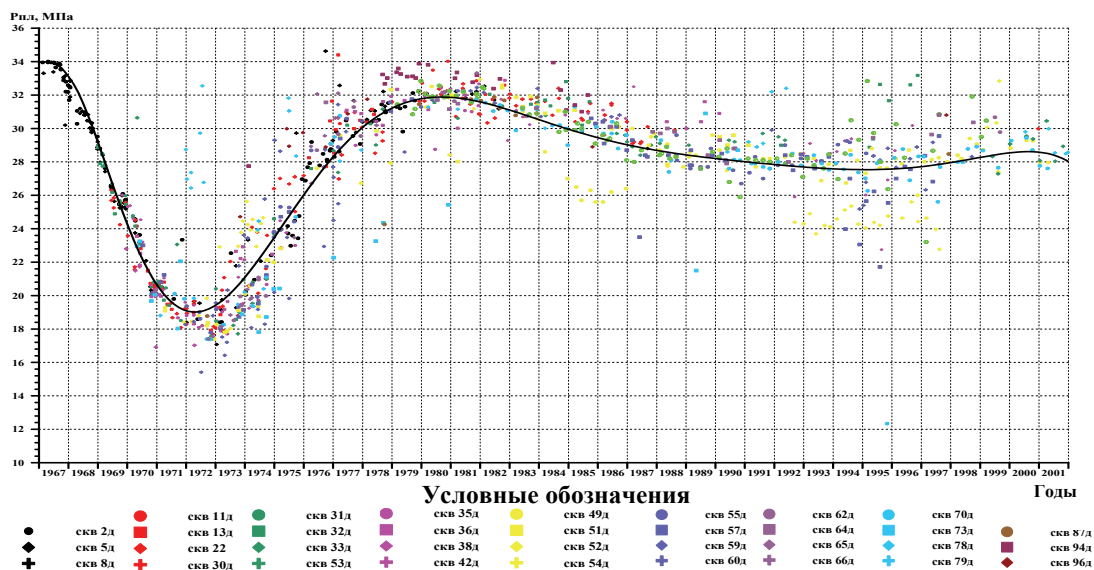


Рис. 3.27. График динамики пластового давления в межсолевой залежи Осташковичского месторождения нефти [93]

Отсутствие взаимосвязи между законтурной и нефтяной частями залежи связано с присутствием в зоне ВНК катагенетического галита, который ассоциирует с нефтью, образуя практически непроницаемый слой. Впервые на это явление обратили внимание Р. С. Сахибгареев и Г. Н. Гурьянова [122], [123]. Авторы [23] пришли к выводу о наличии низкопроницаемого экрана на ВНК межсолевой залежи по результатам гидрохимического мониторинга. Выводы [23] подтверждаются моделированием истории разработки межсолевой залежи Осташковичского месторождения.

Впервые попутно добываемые с нефтью воды получены в 1970 г. из скважин 2 и 13. Перед появлением воды и в начальный период обводнения добываемой продукции в скважине 2 наблюдается повышение плотности нефти и резкий рост содержания в них хлоридных солей, что свидетельствует о поступлении в скважину пластовых вод с зоны ВНК. Химический анализ попутно добываемой воды из скважины 13 также указывает на преобладание в ней пластовых рассолов с небольшой примесью пресной воды [24]. Скважина 13 в период с 1969 по 1970 г. использовалась для нагнетания пресной воды в законтурную часть залежи. Вероятнее всего, закачка воды в течение года в скважину 13 привела к размыву галита на ВНК и образованию в зоне дренирования этой скважины гидродинамического окна, через которое пластовые рассолы проникали в залежь.

В сентябре 1973 г. освоена внутриконтурная нагнетательная скважина 101 с общим объемом двухгодичной закачки 852 тыс. м³. После этого пластовое давление в зоне отбора начало медленно расти. Рост пластового давления отмечался практически по всем добывающим скважинам (2, 5, 8, 22, 30, 32, 36, 38, 49, 57, 60, 61, 70, 100 и др.). Дальнейшее наращивание объемов закачки происходило преимущественно за счет освоенных под нагнетание внутриконтурных (очаговых) скважин 50 и 31. В период с 1976 по 1978 г. было закачено более 2,5 млн м³ воды, что привело к росту пластового давления в зоне отбора до 30 МПа.

После организации закачки воды в залежь и частичного растворения галита на ВНК на пространственно-радиальный поток накладывается восходящий поток рассолов снизу. Принципиальная схема восходящего движения подошвенных рассолов в залежь предложена В. Д. Порошиным и В. В. Муляком (рис. 3.28). Эта схема, но уже на количественном уровне полностью подтверждается нашими результатами моделирования разработки залежи в период с 1967 по 1980 г.

Анализ сведений по химическому составу попутных вод показывает [23], что по мере увеличения обводненности продукции скважин происходит снижение плотности попутных вод и увеличение доли закачиваемых вод в добываемой продукции. Интенсивная закачка пресных вод привела к избирательному разрушению галитового экрана на ВНК в зонах нагнетания и отбора и формированию целых зон, через которые в залежь внедрялись пластовые рассолы высокой минерализации. Эти зоны (с некоторыми изменениями) сохранились до настоящего времени. По результатам анализа истории разработки залежи, а также на основе модельных расчетов нами выделены зоны исходной фильтрационной неоднородности карбонатного коллектора на ВНК (рис. 3.29). После пяти лет непрерывного нагнетания воды в залежь пластовые давления в нефтяной и водоносной частях залежи практически сблизались (1979–1980 гг.), что свидетельствует о масштабном выносе галита и размыве экрана. За этот период разработки залежи объем вынесенного галита составил 110,72 тыс. т [24].

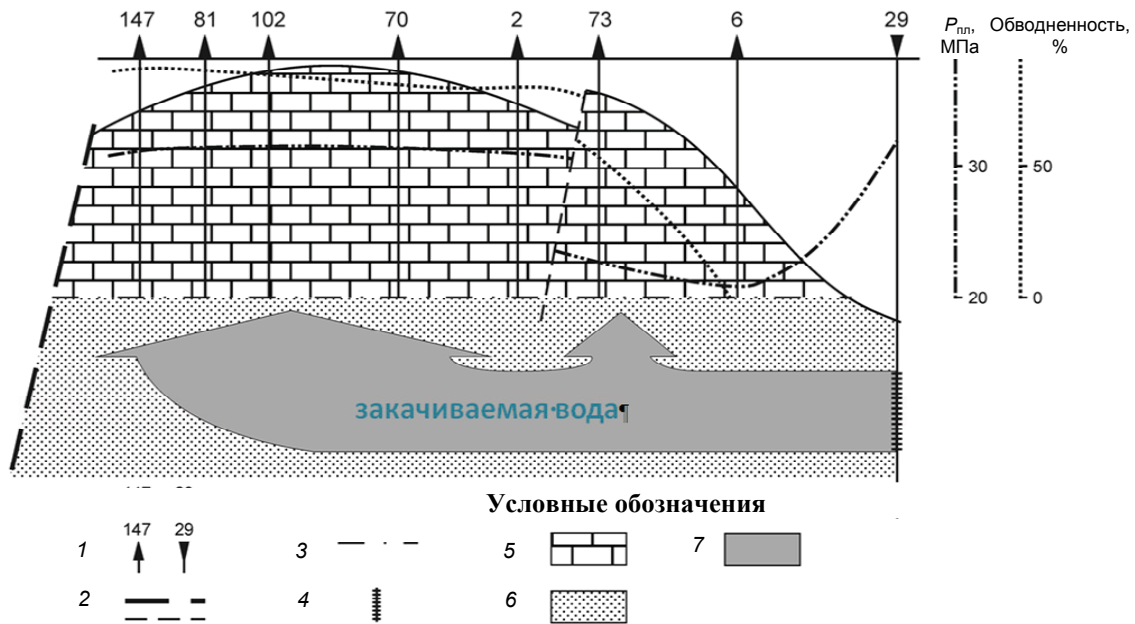


Рис. 3.28. Принципиальная схема гидродинамической обстановки в межслоевой залежи нефти Осташковичского месторождения [23]:
 1 – добывающая и нагнетательная скважины; 2 – региональное и локальное разрывные нарушения; 3 – ВНК; 4 – интервал закачки сточных вод; 5 – нефтяная залежь; вода: 6 – подошвенная; 7 – закачиваемая

В процессе моделирования истории разработки залежи коэффициент горизонтальной и вертикальной проницаемости экрана на ВНК постоянно изменялся в соответствии с режимом закачки воды в залежь. Изменение проницаемости зон фильтрационной неоднородности производилось поэтапно в соответствии с продвижением фронта закачиваемой воды через галитовый экран к зонам дренирования добывающих скважин согласно показателям разработки каждой из них. Для этого на модели было выполнено две итерации с шагом по времени – 6 месяцев и три итерации с шагом – 12 месяцев. Принятые даты и новые значения коэффициента проницаемости в каждой из зон представлены в табл. 3.11. В свою очередь, выделенные зоны неоднородности также неоднородны по проницаемости. Среди этих зон локально выделены гидродинамические окна (ГДО). В качестве примера в табл. 3.12 приведены значения коэффициента проницаемости в зонах дренирования скважин 49, 104, 38, 65, 33, 105, 57 и 5, полученные по результатам адаптации модели к истории разработки после организации системы ППД. Уточненная по результатам моделирования проницаемость экрана на ВНК после размыва галитового экрана показана на рис. 3.30. Коэффициент вертикальной проницаемости пород в зоне ВНК увеличился с 0,0001–0,005 мД в 1967 г. до 0,001–1,25 мД в 1977 г. [32], [45], [47].

Имитация процесса растворения галита позволила получить достаточно приемлемое совпадение фактических и модельных показателей разработки. На рис. 3.31 и 3.32 представлены результаты моделирования по скважине 2 при исходной фильтрационной неоднородности пласта на ВНК и при ее изменении. Только после значительного увеличения коэффициента вертикальной и горизонтальной проницаемости в зоне дренирования скважины 2 в период с 1973 по 1977 г. удалось получить достаточно хорошую сходимость динамики пластового давления, дебитов по нефти и воде.

Таблица 3.11

**Хронология изменения коэффициента проницаемости ГДО на ВНК по оси Z
в зонах неоднородности**

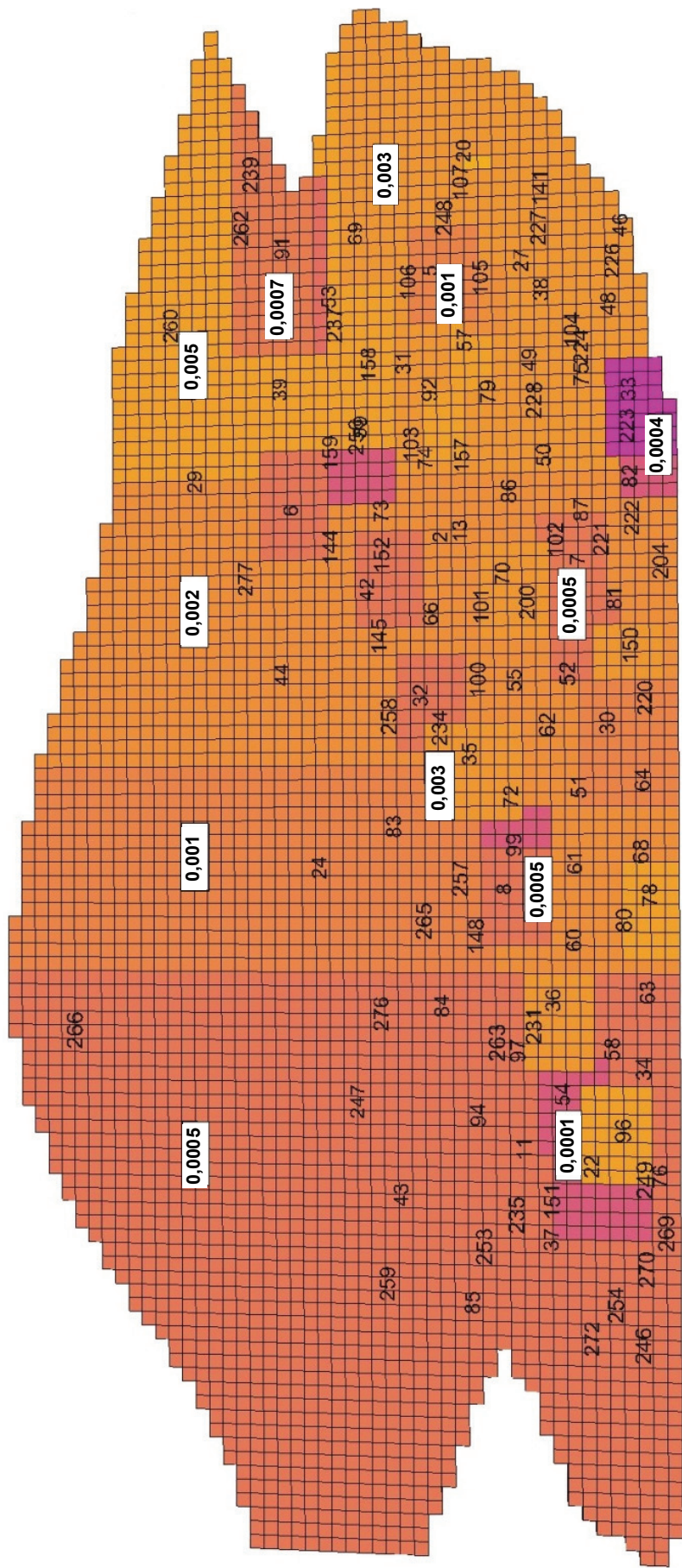
Расчетные даты	Номер зон неоднородности									
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
	Вертикальная проницаемость, мД									
1966–1972	0,0005	0,0005	0,001	0,002	0,002	0,002	0,005	0,003	0,005	0,002
1973.01	0,0007	0,0007	0,002	0,003	0,003	0,003	0,007	0,0045	0,007	0,003
1973.07	0,0009	0,0009	0,003	0,0045	0,0045	0,0045	0,01	0,007	0,01	0,0045
1974.01	0,0011	0,0011	0,005	0,007	0,007	0,007	0,015	0,01	0,015	0,007
1974.07	0,0025	0,0025	0,01	0,01	0,01	0,01	0,023	0,015	0,023	0,01
1975.01	0,005	0,005	0,02	0,015	0,015	0,015	0,035	0,025	0,035	0,015
1976.01	0,01	0,01	0,05	0,025	0,025	0,025	0,06	0,05	0,06	0,025
1977.01	0,01	0,01	0,05	0,05	0,05	0,05	0,1	0,1	0,1	0,05

Таблица 3.12

**Хронология изменения коэффициента проницаемости ГДО на ВНК по оси Z
и вокруг скважин 49, 104, 38, 65, 33, 105, 57, 5**

Расчетные даты	Зона 8	Скважины 49–104–38	Скважины 65–33	Скважина 105	Скважина 57	Скважина 5
	Вертикальная проницаемость, мД					
1966–1972	0,003	0,004	0,00001	0,002	0,005	0,001
1973.01	0,0045	0,005	0,00001	0,003	0,005	0,0012
1973.07	0,007	0,006	0,00001	0,0045	0,005	0,0015
1974.01	0,01	0,008	0,0001	0,01	0,005	0,0025
1974.07	0,015	0,01	0,002	0,04	0,006	0,0037
1975.01	0,025	0,05	0,05	0,15	0,007	0,0055
1976.01	0,05	0,25	0,1	0,6	0,009	0,008
1977.01	0,1	1,25	0,2	1,2	0,011	0,016

Из анализа результатов моделирования видно, что размыв галитового экрана на ВНК весьма существенно повлиял на динамику пластового давления эксплуатационных скважин, а также на характер вытеснения нефти и охват залежи выработкой. Надежность полученных результатов подтверждается удовлетворительным совпадением фактических и модельных показателей разработки добывающих скважин в период с 1966 по 1980 г. В качестве примера на рис. 3.33–3.38 приведены результаты моделирования по добывающим скважинам 5, 32, 30, 49, 55, 67, полученные после увеличения коэффициента вертикальной проницаемости в зоне ВНК [32], [45], [47].



Условные обозначения

0,0001–0,005 – значения коэффициента вертикальной проницаемости зон фильтрационной неоднородности, мД

Рис. 3.29. Модель проницаемости межслоевых отложений в зоне ВНК на исходной гидродинамической модели (48 расчетный слой)

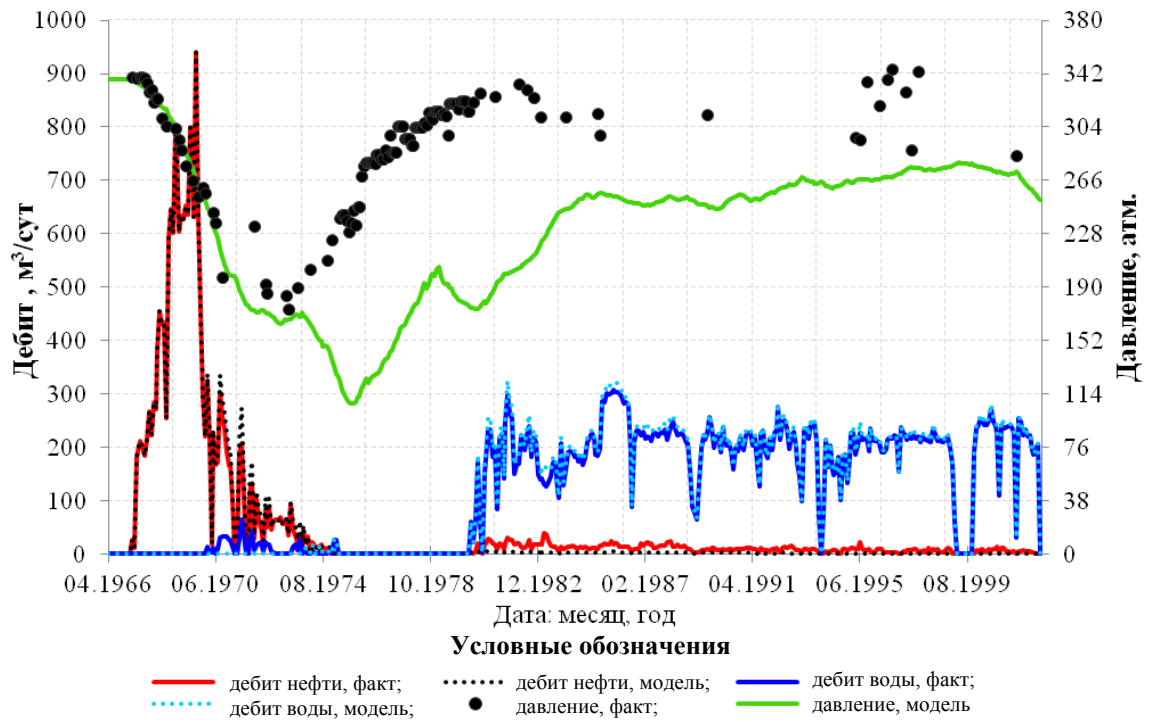


Рис. 3.31. Хронологические графики фактических и модельных показателей разработки скважины 2 без учета процесса растворения галита

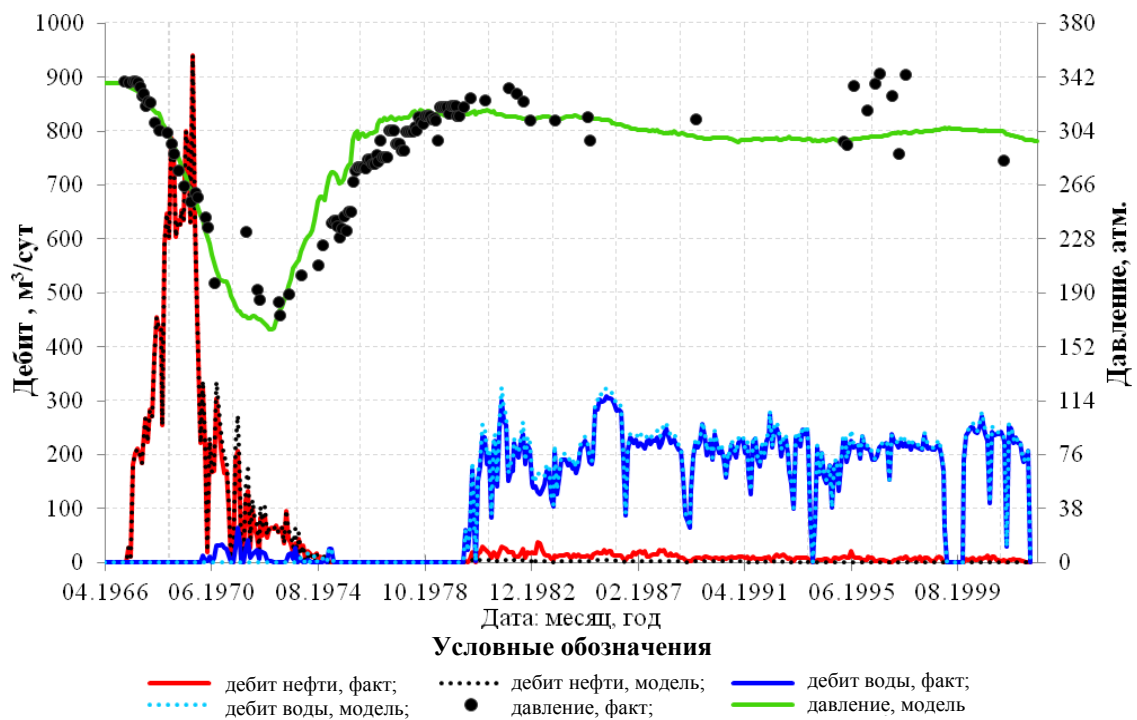


Рис. 3.32. Хронологические графики фактических и модельных показателей разработки скважины 2 с учетом растворения галита

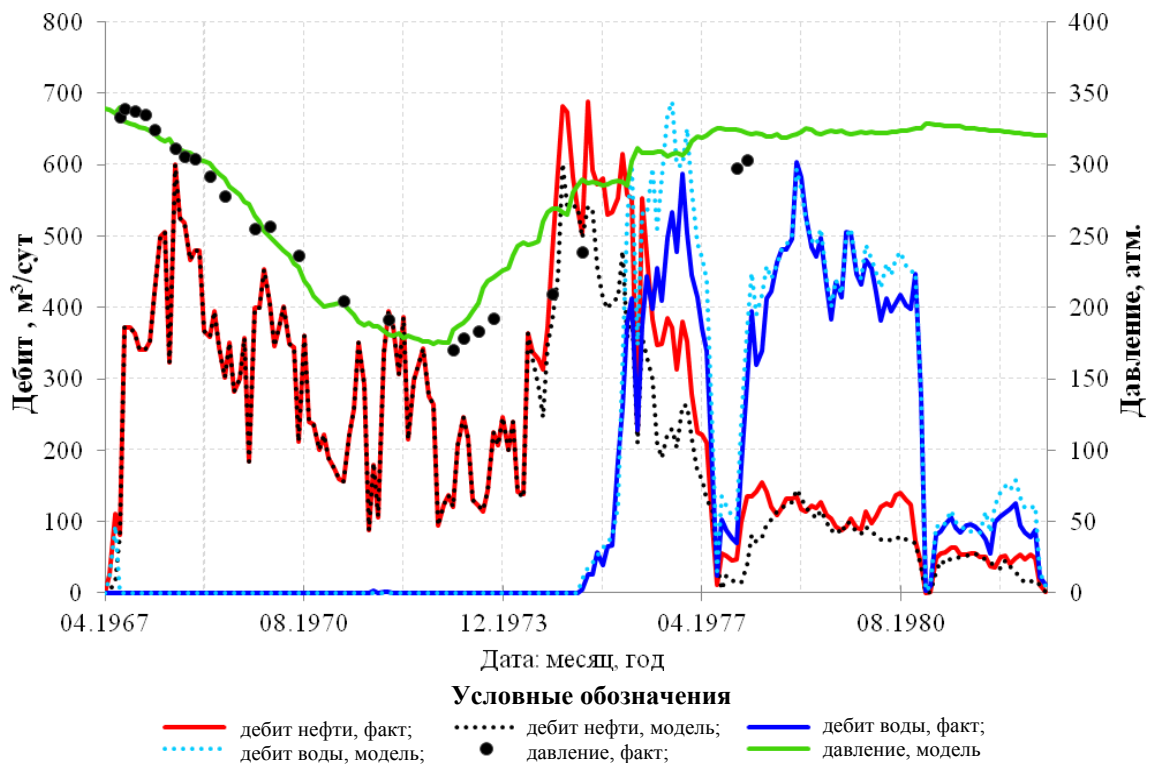


Рис. 3.33. Фактические и модельные показатели разработки скважины 5 Осташковичского месторождения

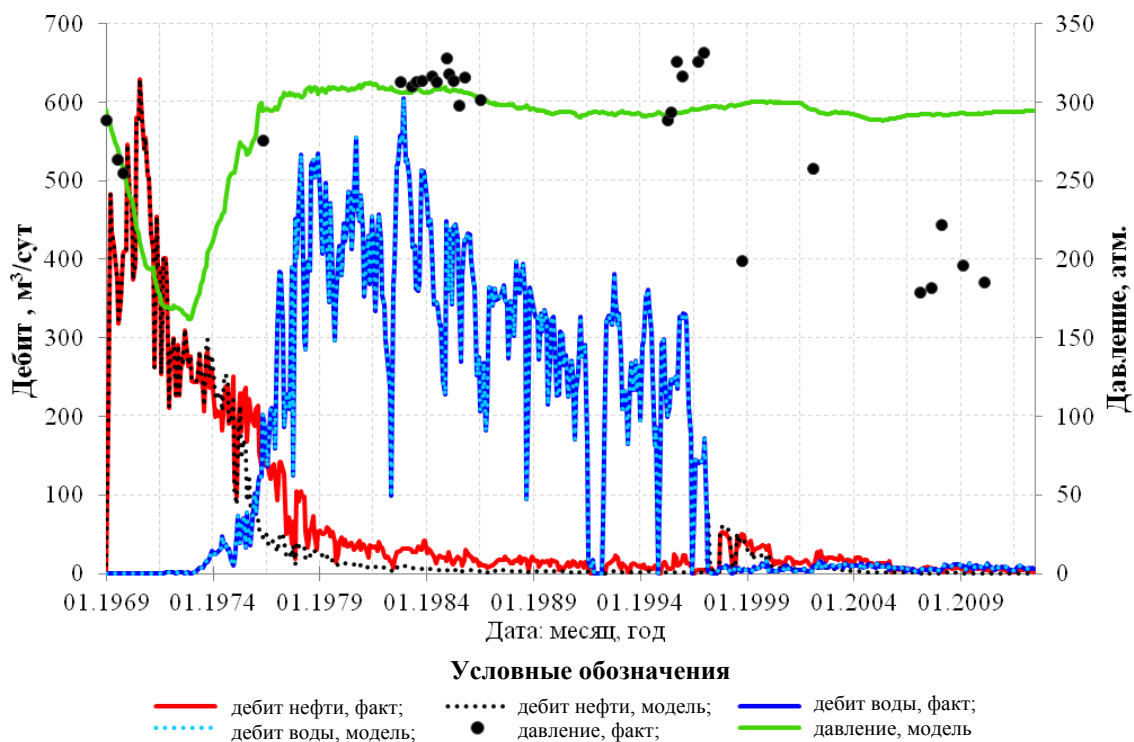


Рис. 3.34. Фактические и модельные показатели разработки скважины 32 Осташковичского месторождения

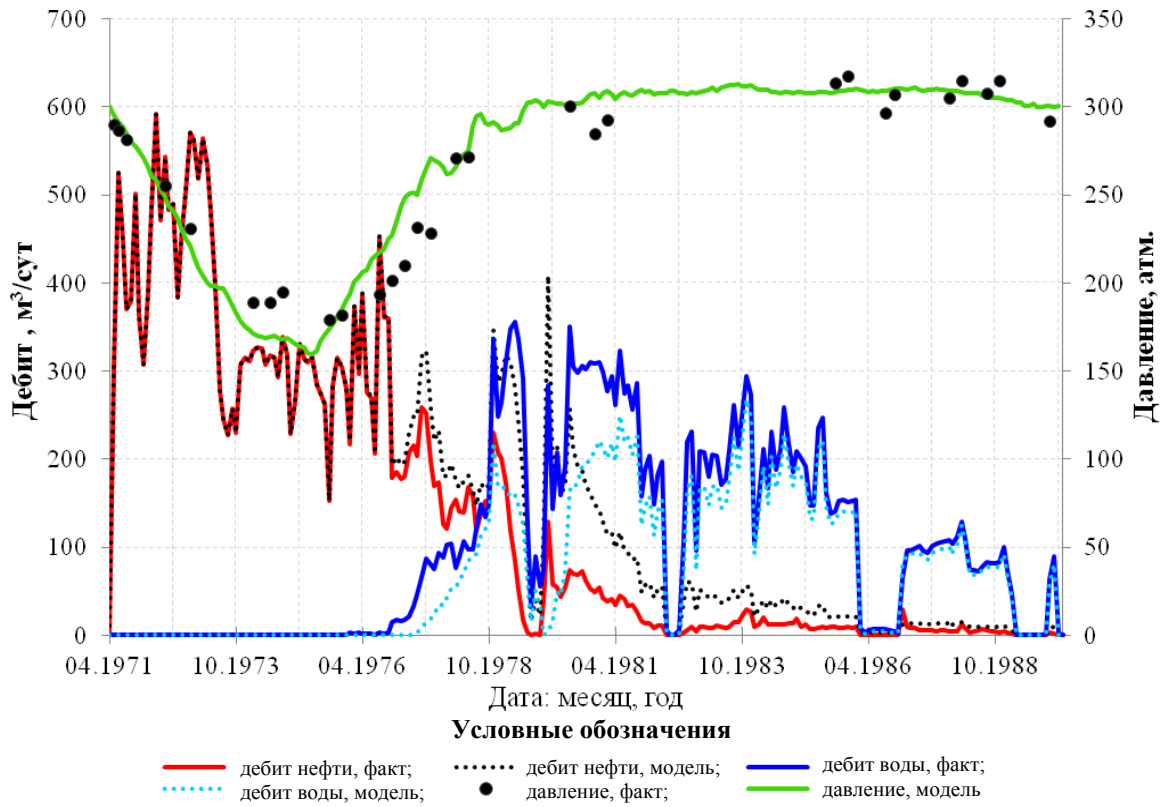


Рис. 3.35. Фактические и модельные показатели разработки скважины 30 Осташковичского месторождения

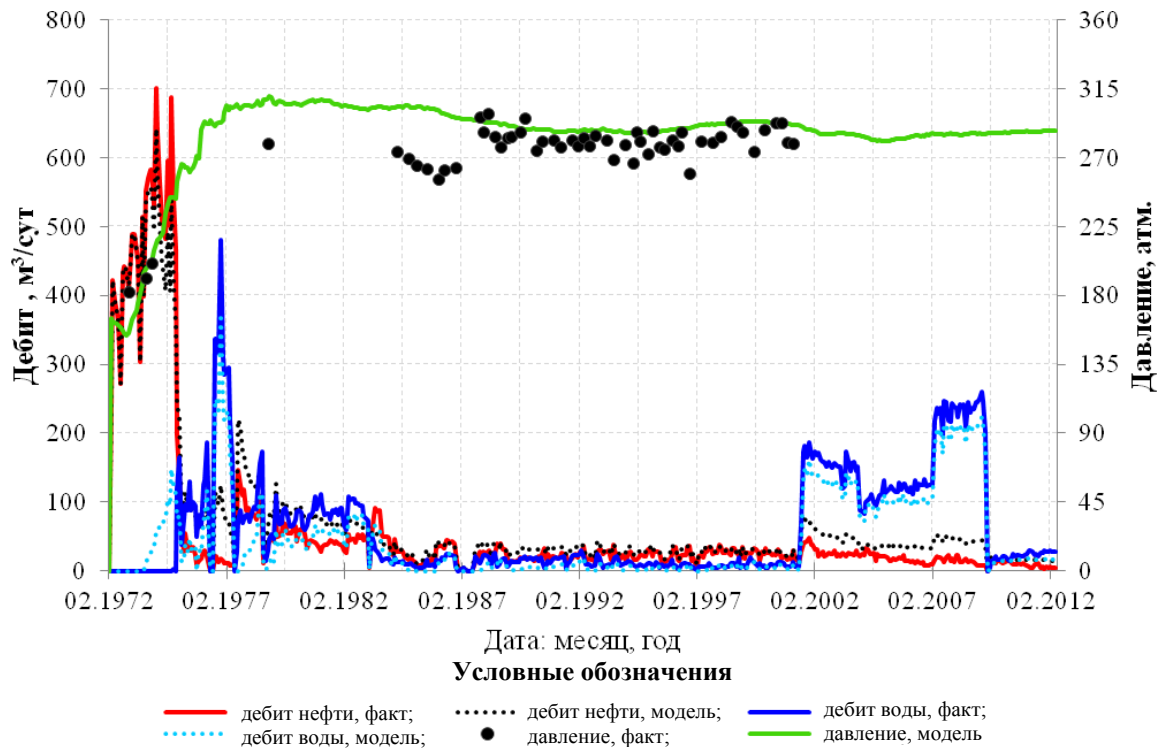


Рис. 3.36. Фактические и модельные показатели разработки скважины 49 Осташковичского месторождения

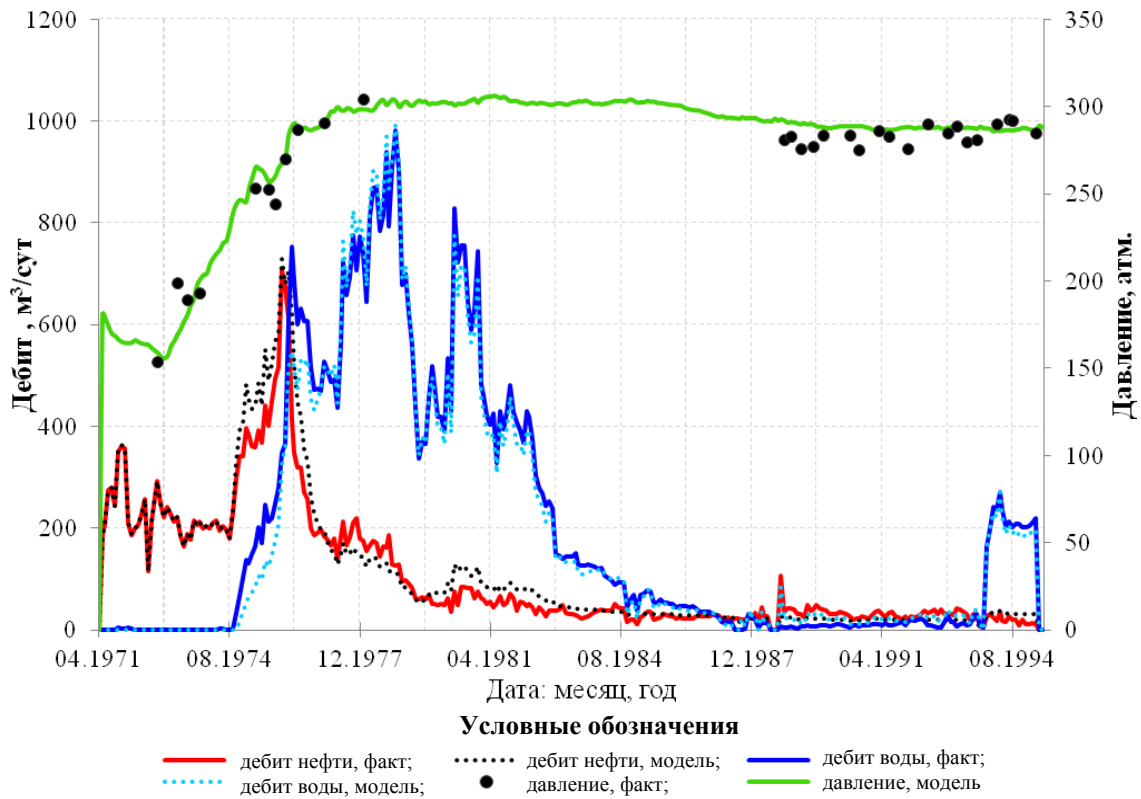


Рис. 3.37. Фактические и модельные показатели разработки скважины 55 Осташковичского месторождения

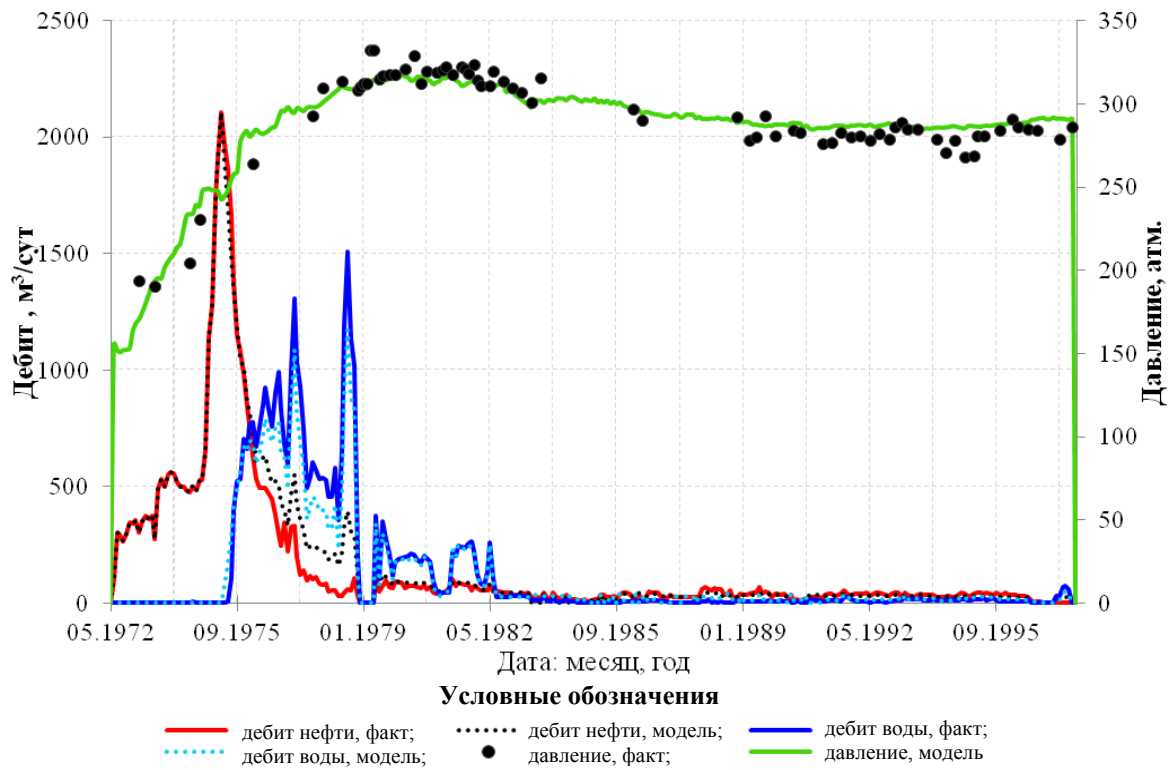


Рис. 3.38. Фактические и модельные показатели разработки скважины 67 Осташковичского месторождения

Влияние пород-перемычек на ПСФП. В разрезе межсолевой залежи Осташковичского месторождения достаточно широкое распространение имеют линзы слабопроницаемых отложений, характеристика которых дана в обобщающих отчетах [2], [107]. Мощность (толщина) линз четко фиксируется по геолого-геофизическим материалам скважин, вскрывших такие линзы. Проследить их распространение по площади гораздо труднее, так как они плохо коррелируются между собой и обнаружены не во всех скважинах. В связи с этим достоверно установленные линзы слабопроницаемых отложений на геолого-гидродинамической модели воспроизведены как автономные блоки пород-перемычек, в центрах которых находятся вскрывшие их скважины. Размеры в плане блоков пород-перемычек поставлены в зависимость от расстояния до соседних скважин. На основании такого допущения размеры блоков пород-перемычек по оси X приняты равными 500–2000 м, по оси Y – 300–700 м, по оси Z – 3–35 м. Коэффициент пористости не превышает 3,5 %, коэффициент вертикальной проницаемости – 0,0005 мД.

На рис. 3.39, 3.41, 3.43 показано распределение по площади межсолевой залежи Осташковичского месторождения блоков (линз) пород-перемычек, залегающих на глубинах с абсолютными отметками, соответственно, –2595...–2602 м; –2540...–2550 м; –2512...–2522 м, а на рис. 3.40, 3.42, 3.44 – распределение нефтенасыщенности по состоянию на 2015 г. расчетных слоев модели, залегающих на этих же глубинах, полученное по результатам моделирования истории разработки.

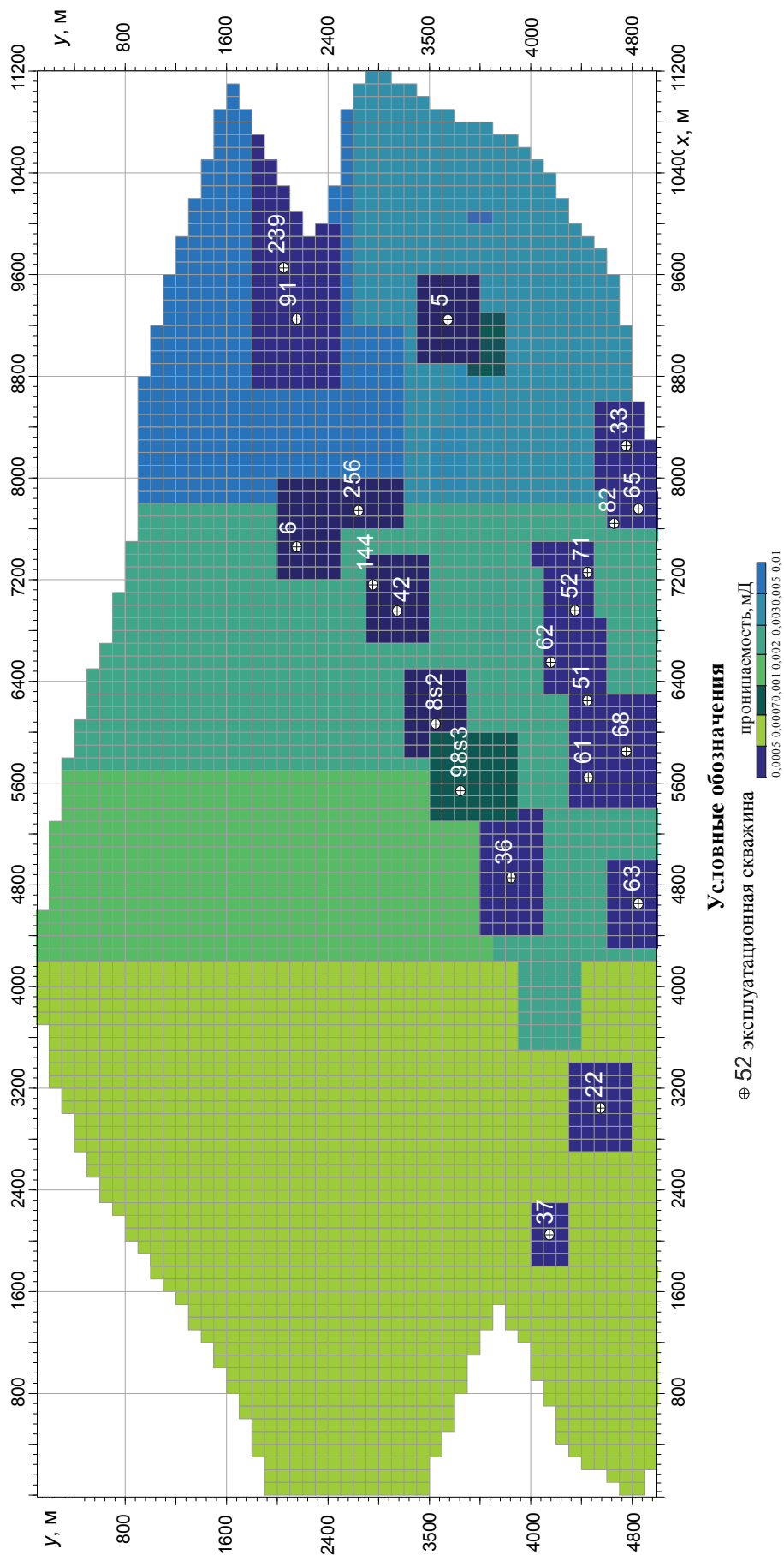


Рис. 3.39. Распределение по площади межслоевой залежи Осташковичского месторождения блоков (линз) пород-перемычек на глубине с абсолютными отметками -2595...-2602 м [2], [107]

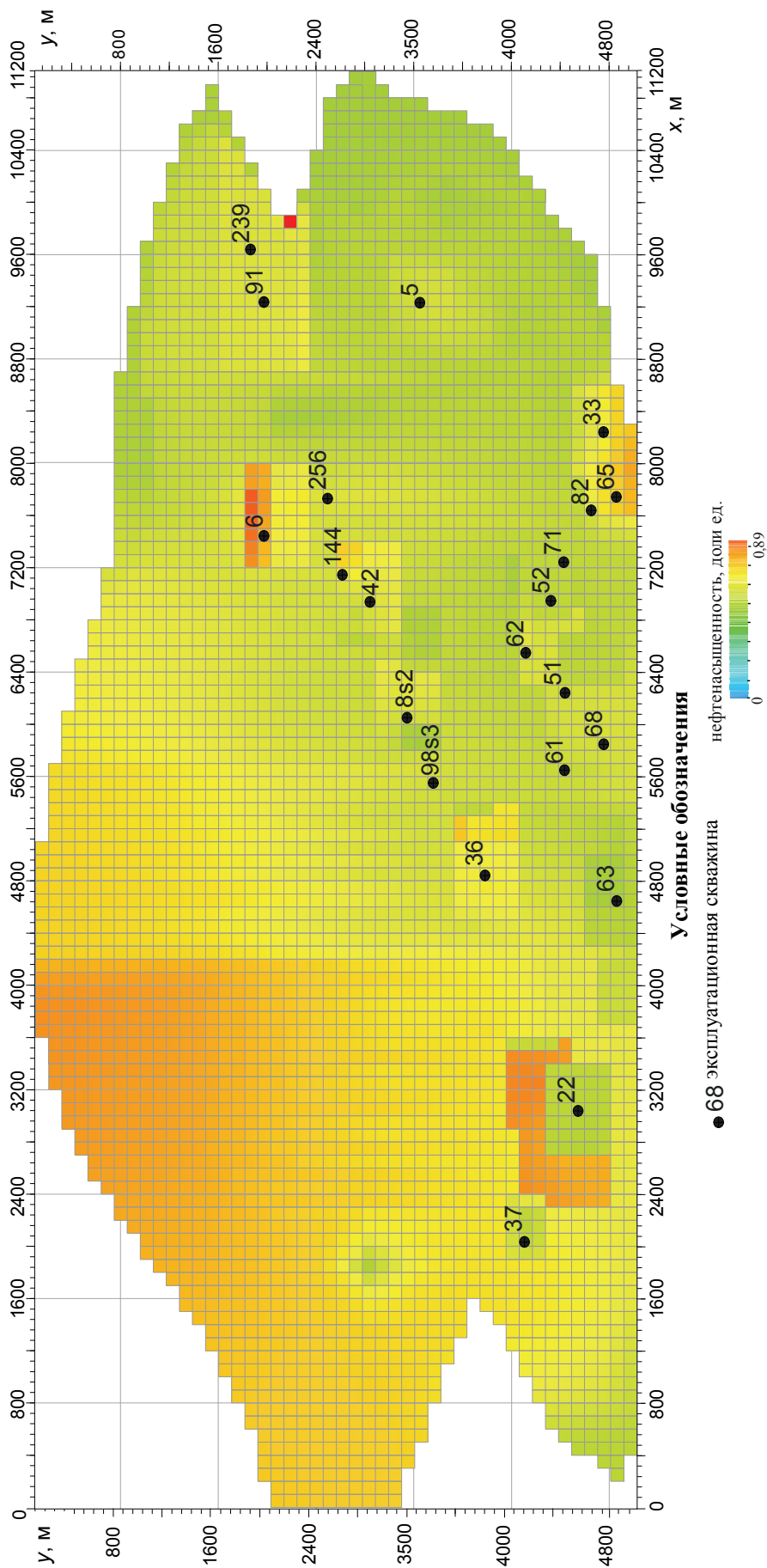


Рис. 3.40. Нефтенасыщенность расчетных слоев межсолоевой залежи Осташковического месторождения по состоянию на 2015 г., залегающих в интервале глубин с абсолютными отметками –2595...–2602 м

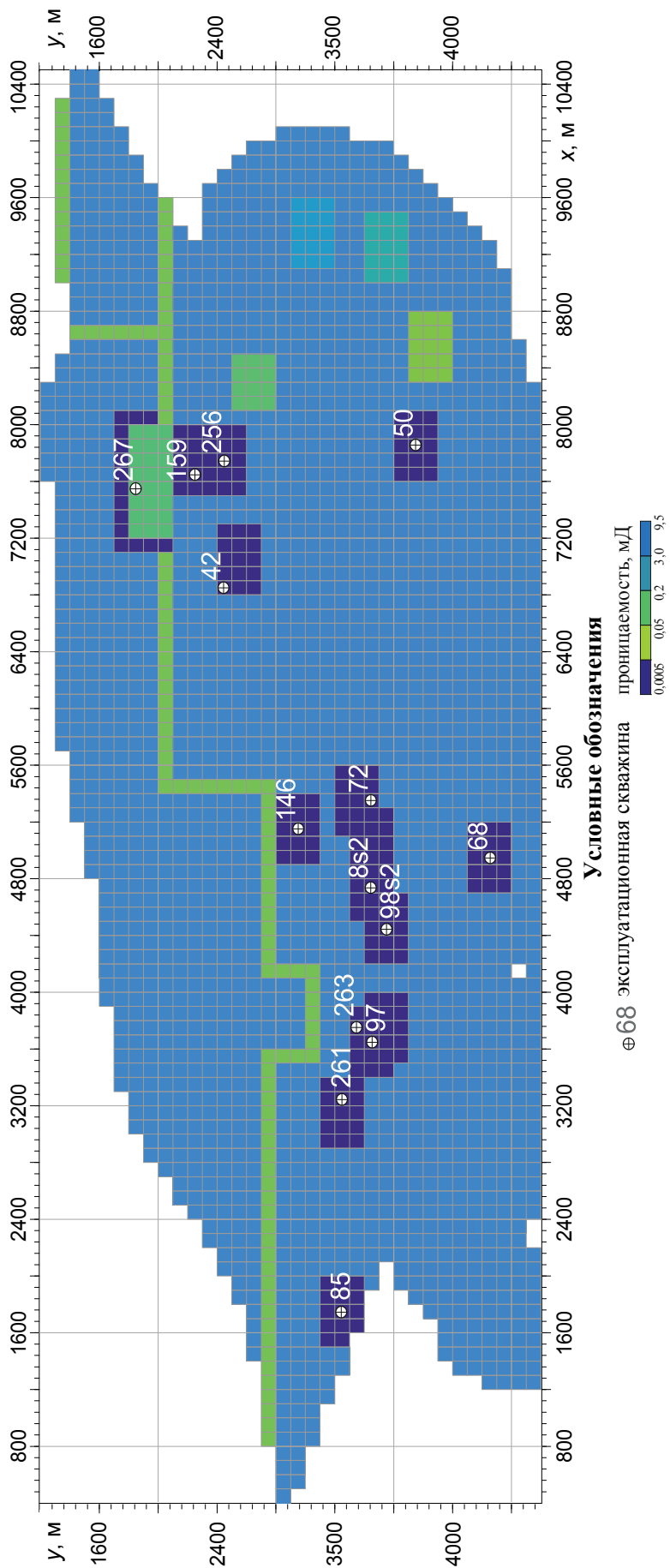


Рис. 3.41. Распределение по площади межслоевой залежи Осташковичского месторождения блоков (линь) пород-перемычек на глубине с абсолютными отметками –2540...–2550 м [2], [107]

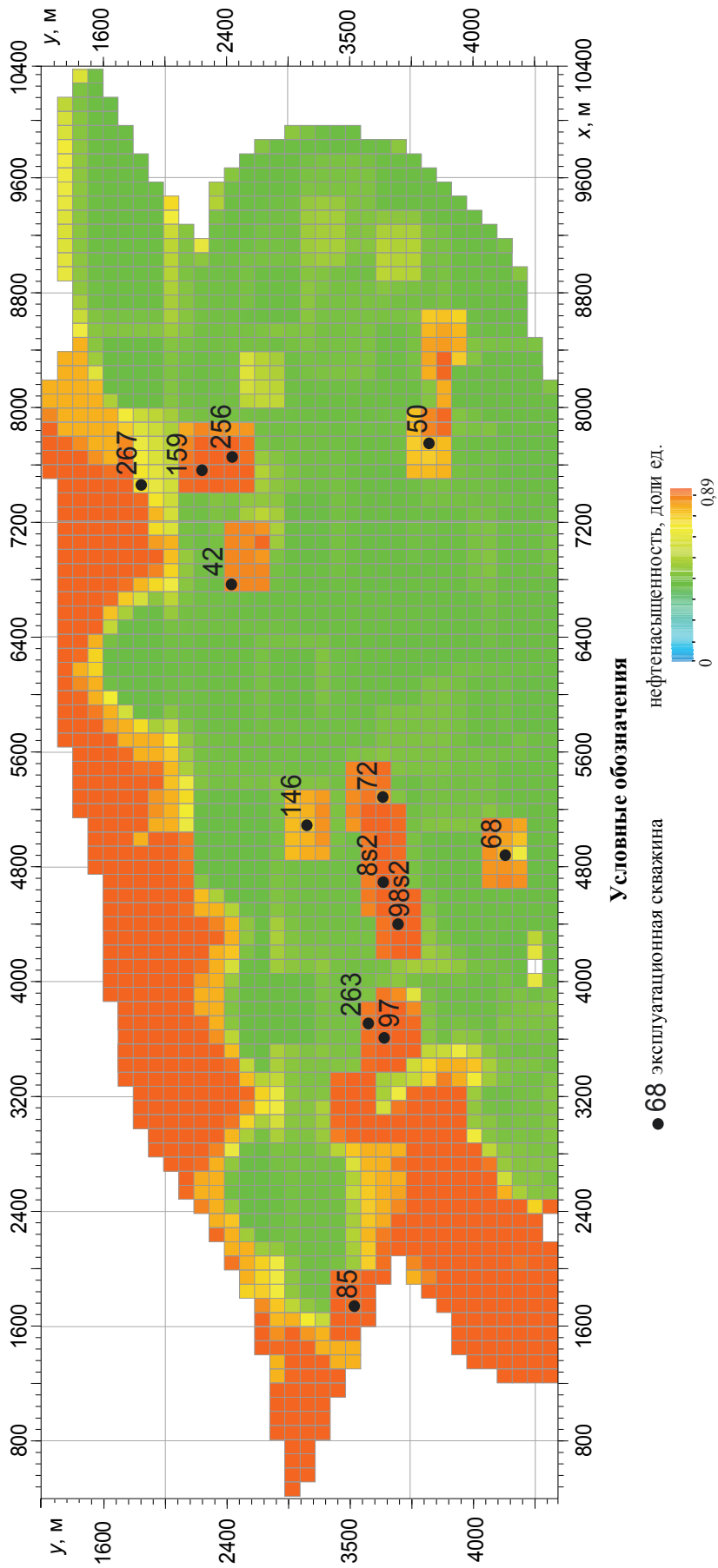


Рис. 3.42. Нефтенасыщенность расчетных слоев межслоевой залежи Осташковского месторождения по состоянию на 2015 г., залегающих в интервале глубин с абсолютными отметками –2540...–2550 м

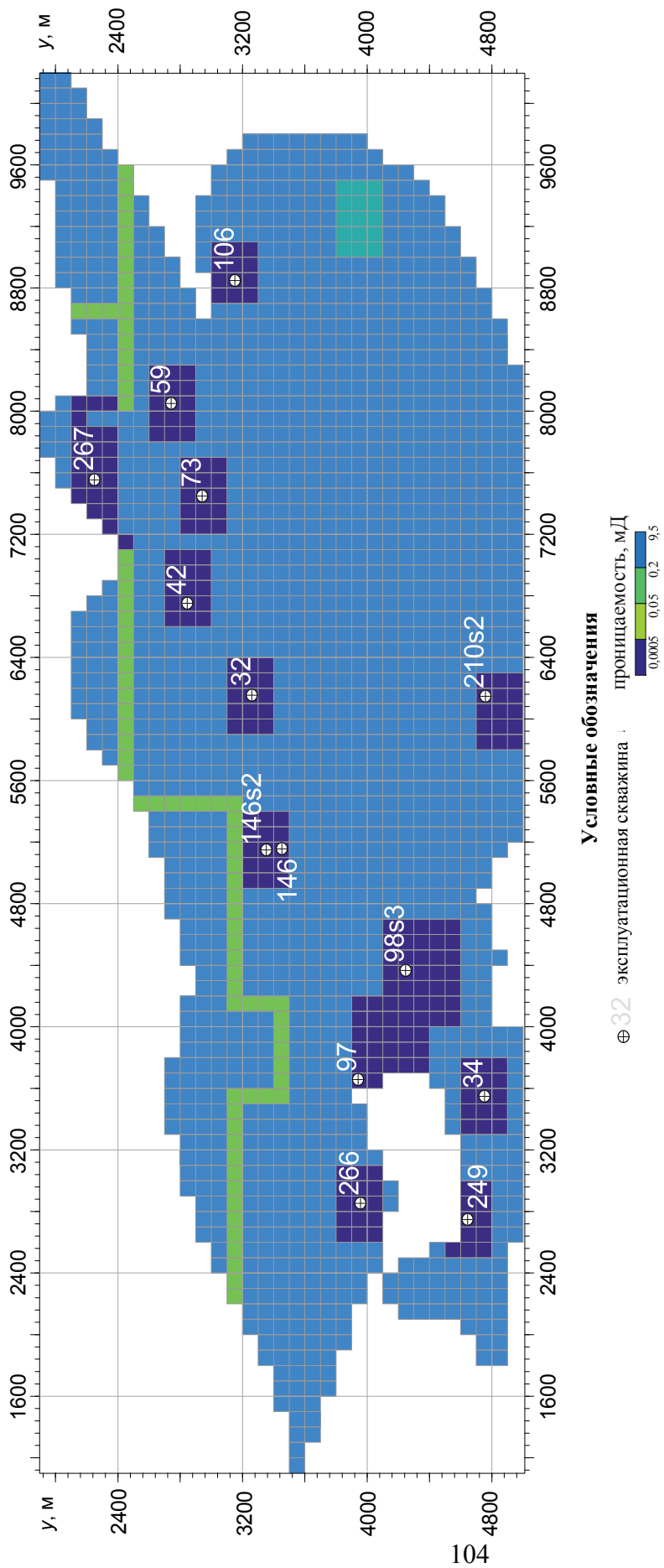


Рис. 3.43. Распределение по площади межолоевой залежи Осташковичского месторождения блоков (линз) пород-перемычек на глубине с абсолютными отметками -2512...-2522 м [2], [107]

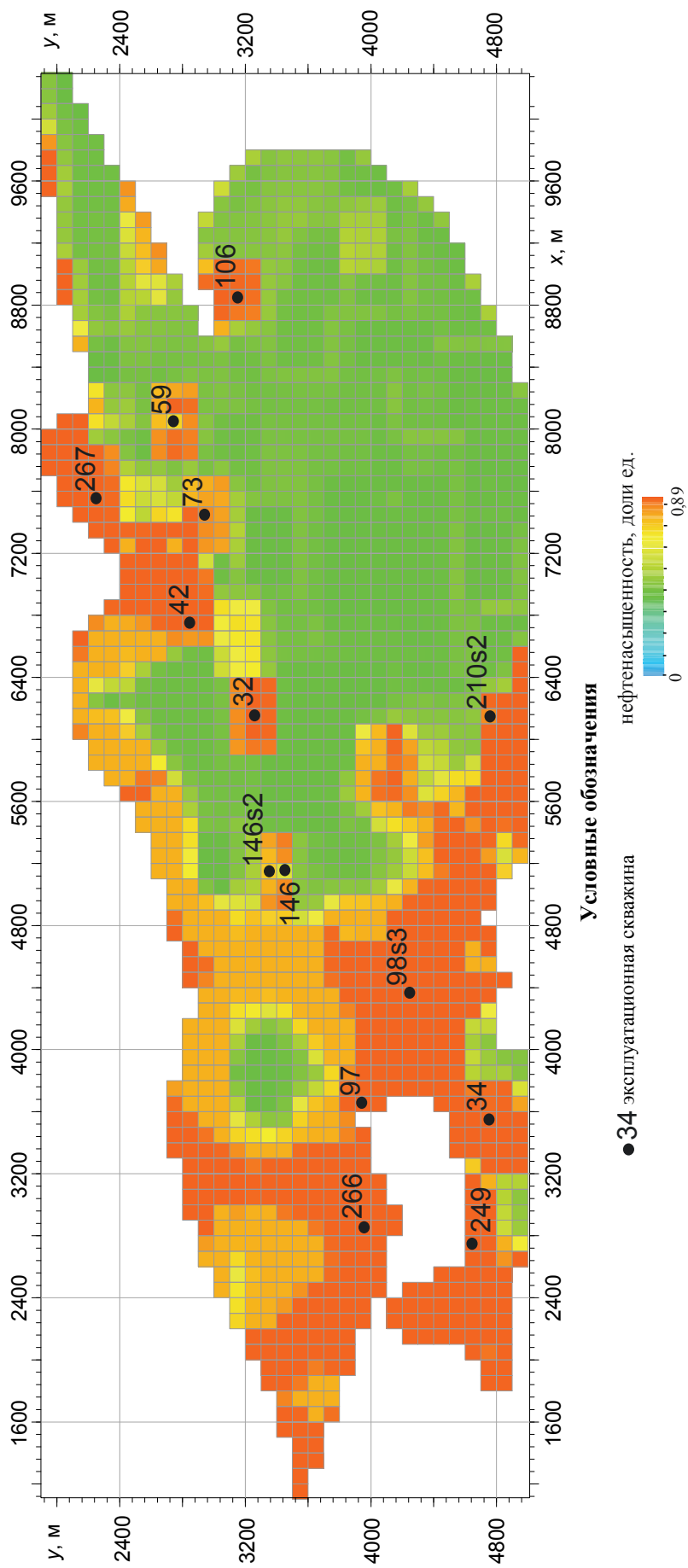


Рис. 3.44. Нефтенасыщенность расчетных слоев межсоловой залежи Осташковичского месторождения по состоянию на 2015 г., залегающих в интервале глубин с абсолютными отметками –2512...–2522 м

Анализ рис. 3.40, 3.42 и 3.44, а также результатов моделирования в целом показывает, что вытеснение нефти из низкопроницаемых блоков, расположенных в средней (–2540...–2550 м) и в верхней части межсолевого разреза (–2512...–2522 м), проявляется весьма слабо. Иная картина наблюдается в нижней части залежи (–2595...–2602 м): низкопроницаемые блоки пород-перемычек практически полностью дренированы. Как известно, процесс вытеснения нефти из слабопроницаемых блоков пород обладает динамичностью, т. е. растянут во времени. За 38 лет разработки межсолевой залежи преимущественно за счет вертикальной фильтрации и поднятия ВНК полное вытеснение нефти произошло только из нижней части залежи, в то время как в средней и верхней части разреза породы-перемычки дренированы лишь частично. Широко распространенное мнение о том, что фильтрация жидкости в пласте происходит по наиболее проницаемым каналам, а в низкопроницаемые блоки пород закачиваемая вода практически не поступает, поэтому нефть из них не вытесняется, является ошибочным. Длительное время разработки залежи в совокупности с особенностями строения межсолевых отложений, а также спецификой режима нагнетательных и добывающих скважин определяют существенные масштабы фильтрационных процессов с участием малопроницаемых и низкопористых блоков горных пород.

На наш взгляд, имеющиеся геолого-геофизические и промысловые материалы, а также результаты моделирования свидетельствуют том, что интенсификация отбора остаточных запасов нефти из внутренних частей разреза межсолевой залежи весьма проблематична. Даже если эти запасы и имеют место быть, то являются малоподвижными и находятся в обводненной области. Дренирование таких зон, по сравнению с обычными схемами разработки, должно будет сопровождаться повышенными дебитами воды и низкими дебитами нефти. Основываясь на результатах моделирования истории разработки, весь разрез межсолевой залежи Осташковичского месторождения по степени насыщенности пород-коллекторов водой и нефтью на текущий момент целесообразно разбить на верхнюю и нижнюю части. В верхней части разреза преобладают полностью нефтенасыщенные породы. В стратиграфическом отношении сюда относится петриковский надгоризонт и верхняя часть елецкого надгоризонта. В нижней части разреза преобладают водонасыщенные породы (подвижная нефть сохранилась преимущественно в породах-перемычках). Верхняя и нижняя части разреза различаются по средним величинам проницаемости пород-коллекторов. В верхней части разреза преобладают менее проницаемые разности карбонатных отложений, а породы-коллекторы имеют линзовидное строение. Средняя часть характеризуется относительно равномерной водо- и нефтенасыщенностью, сравнительно небольшой толщиной, значительным изменением глубин залегания по площади залежи. Из-за высокой неоднородности межсолевых отложений движение нефти и воды к зонам дренирования происходит с разными скоростями, поэтому в обводненной части залежи остается значительная часть подвижных запасов нефти. Так, согласно расчетам В. Д. Порошина [24], скорости продвижения основной массы закачиваемых вод к зонам отбора по трещинами изменялись от 0,39 до 5,72 м/сут, по всем фильтрационным каналам – от 0,27 до 2,21 м/сут при средних значениях 1,74 и 0,92 м/сут, соответственно. Линзы нефтенасыщенных пород в средней части разреза не представляют значительного интереса, поскольку извлечение нефти из них будет сопровождаться очень быстрым ростом доли воды в продукции добывающих скважин. Поддержание добычи нефти из межсолевой залежи Осташковичского месторождения на достигнутом уровне будет сопровождаться быстрым подъемом водонефтяного контакта и соответствующим ростом обводненности продукции. Низкая проницаемость петриковского горизонта, мозаичное распределение коллектора, небольшая толщина нефтенасыщенных пород, высокая степень обводненности подстилающих отложений весьма сильно осложняют разработку на основе традиционных технологий. Перечисленные особенности нахождения подвижных запасов нефти в верхней части разреза расширяют перспективы их выработки с использованием газовых методов воздействия и горизонтальных скважин, вскрывающих самую верхнюю часть нефтенасыщенных пород.

Глава 4

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ СТРУКТУРЫ ФИЛЬТРАЦИОННОГО ПОТОКА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

Фильтрационная неоднородность пласта рассматривается как один из основных факторов низкого коэффициента извлечения нефти вследствие опережающего продвижения воды по высокопроницаемым пропласткам. Это обусловило разработку различных технологий воздействия на пласт с целью выравнивания скорости продвижения фронта вытеснения или локального блокирования пропластков с высокой проницаемостью. Одним из наиболее распространенных видов геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на повышение темпов и объемов выработки запасов нефти, являются работы по выравниванию профилей приемистости нагнетательных скважин и профилей притока добывающих скважин. Численному исследованию данного процесса посвящен ряд работ [3], [13], [69], [78], [81], [113]–[115]. Исследования в этой области в основном затрагивают призабойную зону скважины (ПЗС): изучается изменение профиля приемистости нагнетательных скважин на показатели разработки [13], [78]; механизмы образования экранов в ПЗС; совершенствуется состав потокорегулирующих реагентов [3], [15].

В настоящее время является почти общепризнанным, что фильтрация флюидов в пласте происходит преимущественно по наиболее проницаемым слоям и прослоям, а из менее проницаемых слоев вытеснения нефти не происходит, или происходит крайне медленно [131], [133]. Считается также [133], что изоляция наиболее проницаемых интервалов разреза в нагнетательных или добывающих скважинах сопровождается изменением структуры потока, что приводит к повышению темпов выработки из слабопроницаемых частей разреза, уменьшением обводненности продукции. Результаты модельных экспериментов [81], [115] неоднозначны, так как не в полной мере отражают реальную физическую картину процесса.

Несмотря на широкую освещенность результатов в печати и высокую их апробированность на практике, до настоящего времени среди специалистов нет единого мнения об оптимальных условиях промышленного использования потокоотклоняющих технологий (ПОТ). Известны результаты промышленного внедрения, имеющие оправданные приросты дебитов нефти после закачки ПОР [78], в других случаях при оптимальных критериях применимости данного метода – эффект отсутствует [13].

Универсальным техническим критерием успеха мероприятий по увеличению нефтеотдачи пласта является количество дополнительно добытой нефти. Однако в большинстве случаев однозначная оценка эффекта от применения потокоотклоняющих технологий затруднительна, так как параллельно на месторождениях проводится интенсификация добычи (ГРП, создание боковых стволов добывающих скважин, форсированный отбор жидкости), оптимизация системы ППД.

Судя по имеющимся обобщениям БелНИПИнефть, потокоотклоняющие технологии на нефтяных месторождениях Припятского прогиба дают положительный эффект [59]–[65]. В период с 2001 по 2013 г. проведено 120 скважинных операций по выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин и 40 скважинных операций по выравниванию профиля притока добывающих скважин. В целом 30 % скважинных операций дали положительный результат (снижение обводненности

продукции и др.); 30 % – отрицательный (обводненность даже увеличилась); 40 % – результаты трактуются неоднозначно. Наиболее значимый эффект имел место в 2001–2005 гг. на семилукской залежи Речицкого месторождения нефти. Дополнительная добыча нефти за это время проведения мероприятий по закачке ПОР составила 43,8 тыс. т. В то же время использование ПОР в нагнетательных скважинах на других залежах при прочих равных условиях не дало ощутимого эффекта. Высокий процент безрезультатных мероприятий, а также их высокая стоимость обуславливают актуальность исследований по рассматриваемой проблематике.

С целью изучения влияния мероприятий по использованию потекотклоняющих технологий на ПСФП и охват залежи вытеснением нами выполнена серия модельных экспериментов на тестовой модели пласта и на гидродинамических моделях семилукской залежи нефти Золотухинского месторождения и межсолевой залежи нефти Осташковичского месторождения. Оценка эффективности применения любого метода повышения нефтеотдачи пласта на гидродинамических моделях нефтяных месторождений является устоявшейся практикой. Как правило, для моделирования мероприятий ПНП достаточно в том или ином виде имитировать результат действия этих методов. Этот путь апробирован и признан в настоящее время наиболее успешным [4], [50], [81].

4.1. Имитационное моделирование мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта

Для моделирования пары скважин (добывающая $D1$ и нагнетательная $I1$) нами создана тестовая (виртуальная) гидродинамическая модель, в которой приняты параметры, характерные для семилукской залежи Осташковичского месторождения (см. гл. 3). Размеры моделируемого пласта в плане 255×515 м. На модели он аппроксимирован квадратной сеткой с шагом 5 м, т. е. область моделирования в плане разбита на 51 блок по оси X и 103 блока – по оси Y . В разрезе пласт представлен семью слоями различной мощности и проницаемости. Их значения приведены в табл. 4.1. Толщина каждого отдельного слоя является постоянной. Значения проницаемости слоев приняты такими, чтобы они, с одной стороны, отражали существенную неоднородность пород-коллекторов по фильтрационным свойствам, и, с другой стороны, средневзвешенное значение проницаемости модели должно быть характерным для семилукской залежи Осташковичского месторождения нефти (по результатам гидродинамических исследований скважин среднее значение равно 70–90 мД).

Таблица 4.1

Расчетные параметры пласта, принятые в тестовой гидродинамической модели

Номер слоя	Нефтенасыщенность, доли ед.		Толщина слоя, м	Проницаемость (k), мД	
	Начальная	Остаточная		Проницаемость по осям $X, Y, (k_x = k_y)$	Проницаемость по оси $Z, (k_z)$
1	0,71	0,35	7	40	4
2	0,71	0,35	5	20	2
3	0,71	0,35	3	70–5000	7–500
4	0,71	0,35	6	30	3
5	0,71	0,35	9	50	5
6	0,71	0,35	4	10	1
7	0,71	0,35	10	70	7

Слои 1, 2 и 4–7 заданы однородными по проницаемости (в соответствии с моделью гомогенной среды – пористые или равномерно трещиноватые породы). В средней части пласта (слой 3) залегает гетерогенный по проницаемости слой (суперколлектор). В нашей расчетной схеме он реализован в виде модели двойной проницаемости: относительно слабопроницаемые блоки имеют проницаемость 70 мД (размер блоков 45×95 м). Блоки пререзаются высокопроницаемыми каналами с $k_x = k_y = 1000$ мД, $k_z = 100$ мД; высокопроницаемые каналы имеются только в 3-м слое (рис. 4.1). Пористость всех слоев, включая высокопроницаемые каналы, составляет 9 %.

Добывающая и нагнетательная скважины вскрывают высокопроницаемый канал в 3-м слое (в обеих скважинах он перфорирован на полную мощность, из других слоев отбор нефти и закачка воды не производится).

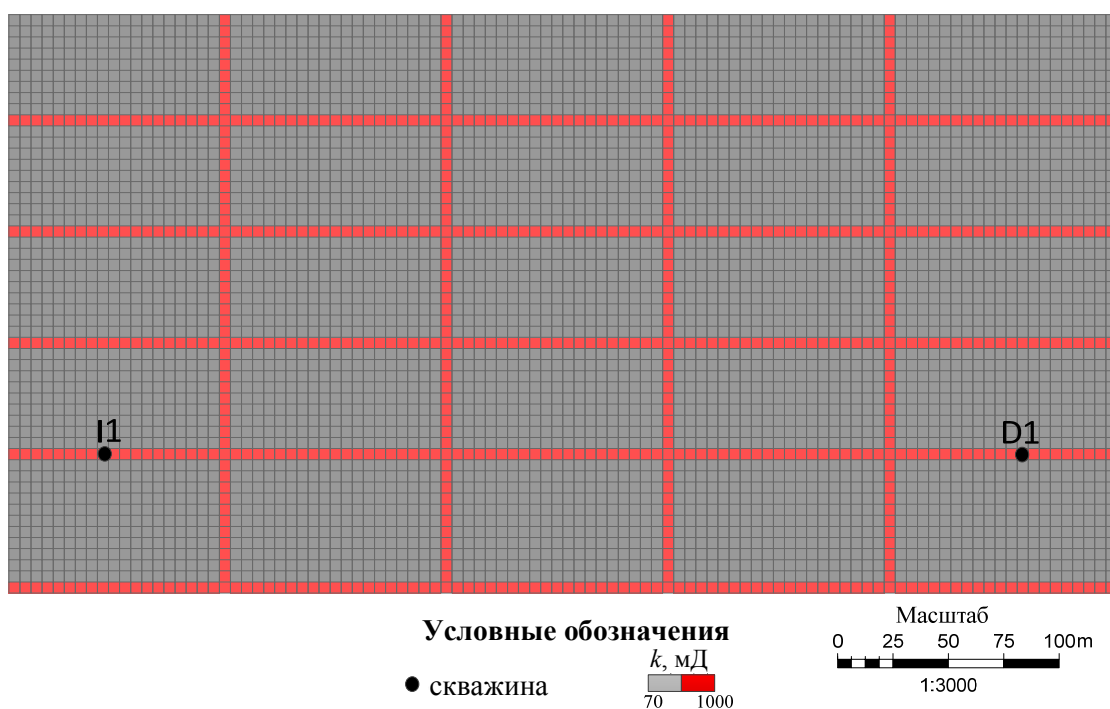


Рис. 4.1. Расчетная схема слоя 3 в плане (исходная модель)

Нижний (7) слой толщиной 10 м имитирует водоносную область. Шесть нефтенасыщенных слоев имеют суммарную толщину 34,0 м. Нижний нефтенасыщенный слой (6-й слой в модели) имеет пониженную проницаемость с целью моделирования затрудненной связи с нижележащим водоносным слоем. Затрудненная связь подошвенных пластовых вод может быть обусловлена как низкой проницаемостью отложений в зоне ВНК, так и процессами окисления нефти. Коэффициент вытеснения нефти и остаточная нефтенасыщенность на модели задаются постоянными в течение всего периода разработки. Изменение КИН возможно только за счет переформирования пространственной структуры потока и, как следствие, роста охвата залежи вытеснением.

Характеристика имитационной модели. В гидродинамическом отношении проводимые мероприятия по закачке потокоотклоняющих реагентов выражаются в снижении проницаемости высокопроницаемых каналов и прилегающих к ним равномерно трещиноватых пород на выбранном участке. В нашем

случае закачка химреагентов производится в слой 3 по линии «нагнетательная – добывающая скважины» в узел пересечения двух высокопроницаемых каналов. Скважина на имитационной модели, в которую производится закачка химреагентов, находится посередине между добывающей и нагнетательной скважинами. В результате этого мероприятия снижается проницаемость как высокопроницаемых каналов, так и прилегающих к ним пористых (равномерно трещиноватых) пород (рис. 4.2). Принимается, что на участке опытных работ проницаемость коллектора по всем координатным направлениям снижается до 3 мД. Объем и форма пород-коллекторов, подвергшихся воздействию, зависит от объема закачаных реагентов и проницаемости коллектора. Проницаемость задается не равной нулю для того, чтобы на базовой и имитационной моделях не различались запасы нефти.

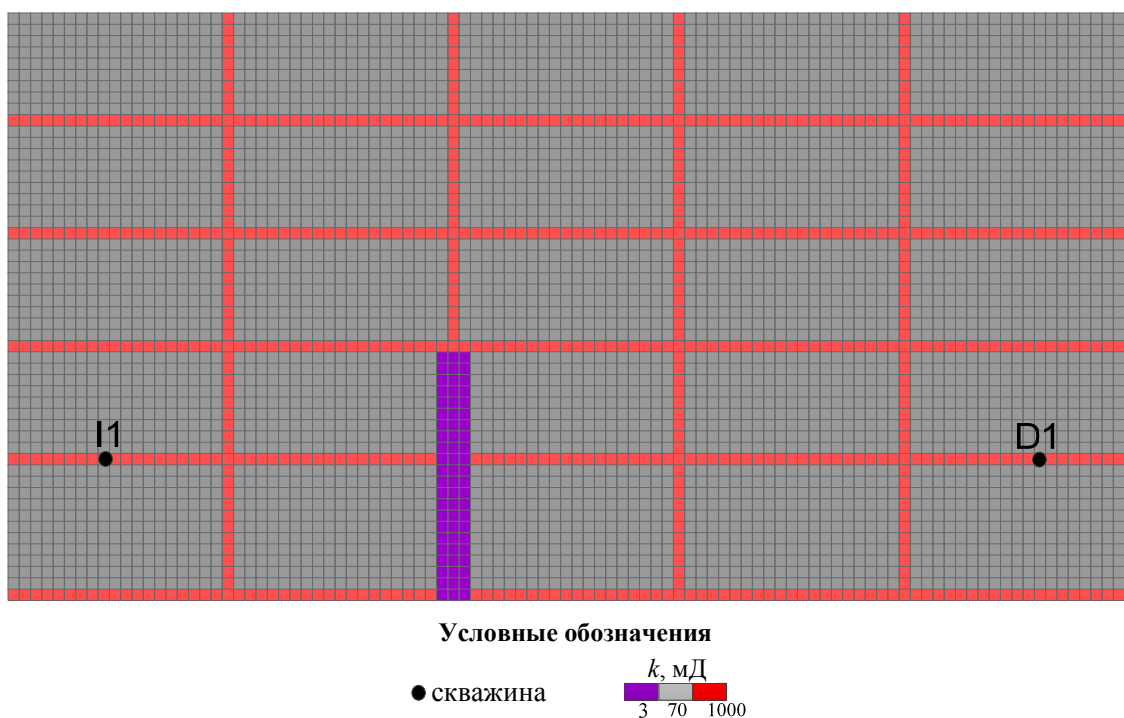


Рис. 4.2. Расчетная схема слоя 3 в плане (проницаемость слоя 3 после проведения мероприятий по ПНП)

Технология моделирования. В ПК «Eclipse 100» расчет ведется сразу на двух моделях – базовой и имитационной, т. е. эти модели формально объединены в одну общую модель, разделенную на две части вдоль оси X непроницаемой границей (рис. 4.3). На обобщенной модели одновременно решается две задачи (с базовой и измененной проницаемостью пород-коллекторов на участке экспериментальных работ). Обе расчетные схемы в разрезе представлены на рис. 4.4.

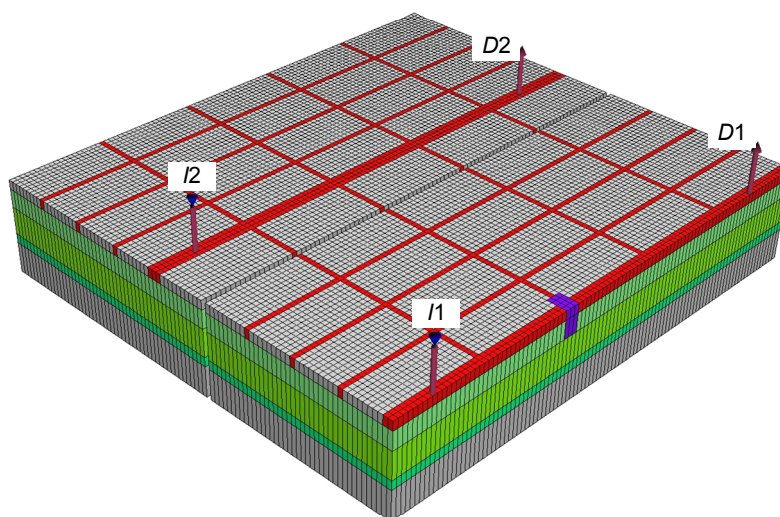


Рис. 4.3. Блок-схема базовой и имитационной моделей:
 I1, I2 – нагнетательные скважины; D1, D2 – добывающие скважины

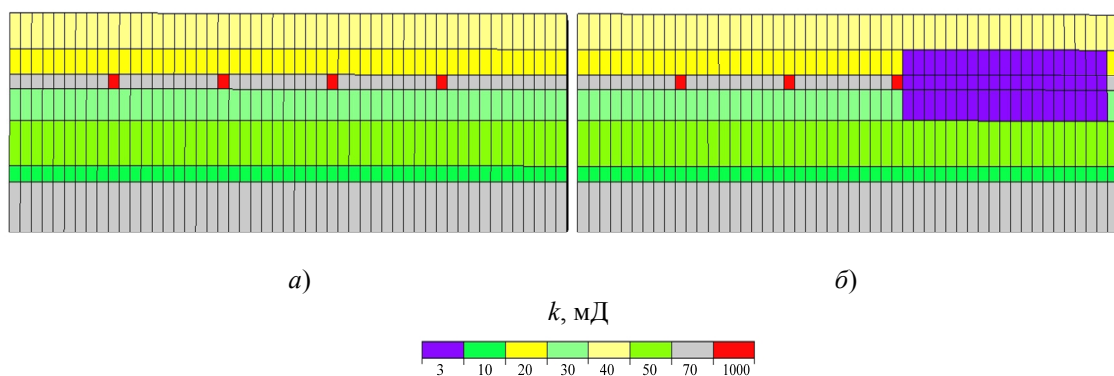


Рис. 4.4. Расчетная схема в разрезе: а – проницаемость слоев на исходной модели;
 б – проницаемость слоев на имитационной модели

Результаты моделирования. Вариант 1. Размер сформированного слабопроницаемого экрана равен 15 м по оси X (3 ячейки на модели), 25 м – по оси Y (5 ячеек) и 14 м – по оси Z (слои 2–4). Таким образом, объем экрана равен 5250 м^3 . При пористости 9 % это соответствует закачке в пласт $472,5 \text{ м}^3$ осадкообразующих композиций.

Будем полагать, что основное направление потока происходит вдоль оси X от нагнетательной скважины к добывающей. Сопоставим размер экрана с площадью поперечного сечения всего потока. При площади поперечного сечения залежи, равной 11220 м^2 , и площади экрана 350 м^2 за счет потокоотклоняющих мероприятий площадь поперечного сечения потока уменьшилась на 3,1 % на наиболее напряженном участке (или 9,8 % ширины залежи и 31,8 % высоты залежи). Полностью перекрыт высокопроницаемый канал, соединяющий добывающую и нагнетательные скважины. Ожидаемый эффект – снижение темпов обводненности продукции за счет перекрытия основного пути фильтрации воды.

Результаты решения. За 37 лет разработки накопленная добыча нефти из имитационной залежи увеличилась на 217 м^3 по сравнению с базовой моделью (с 71032 до 71249 м^3). Дебиты нефти и обводненность продукции в течение всего расчетного периода в обеих задачах практически одинаковы (рис. 4.5).

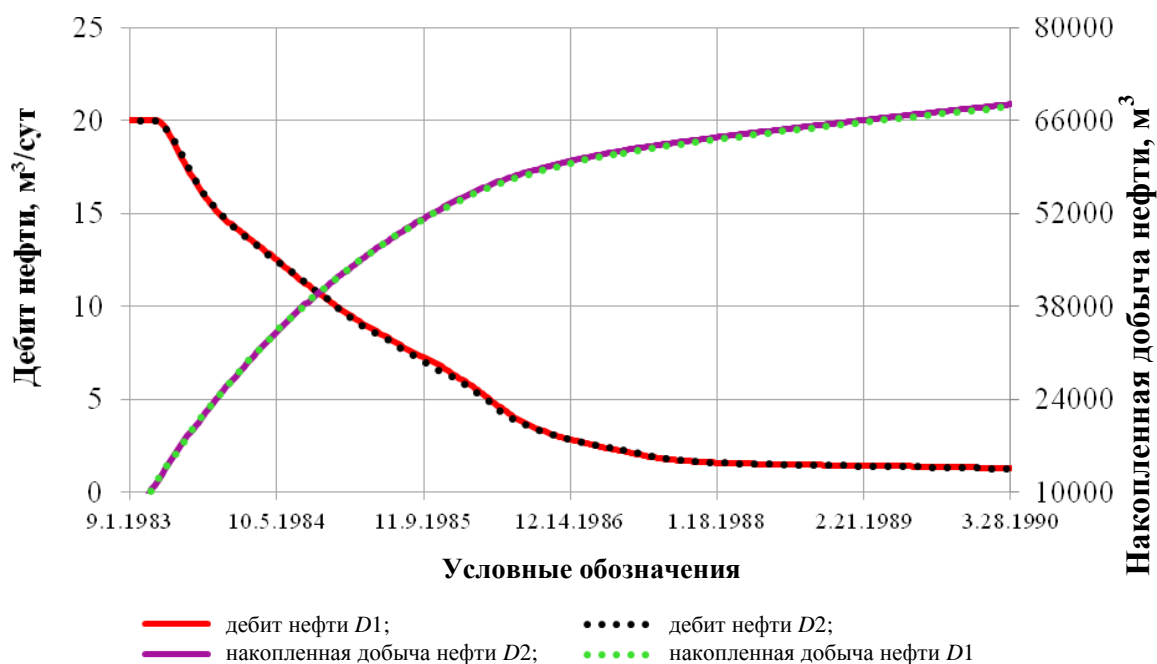


Рис. 4.5. Хронологические графики дебитов нефти и накопленной добычи нефти добывающих скважин D1 и D2

Вариант 2. Ширину экрана по оси Y (т. е. перпендикулярно основному направлению потока) увеличиваем с 5 до 11 ячеек (21,6 % ширины залежи).

Результаты решения. Накопленная добыча нефти увеличилась на 259 м³. Дебиты нефти и обводненность продукции в течение всего расчетного периода в обеих задачах практически не изменились.

Вариант 3. Ширину экрана по оси Y принимаем равной 19 ячеек (37,3 % ширины залежи).

Результаты решения. Накопленная добыча нефти увеличилась на 278 м³.

Вариант 4. Ширину экрана по оси Y принимаем равной 27 ячеек (52,9 % ширины залежи).

Результаты решения. Накопленная добыча нефти увеличилась на 389 м³.

Зависимость накопленной дополнительной добычи нефти, м³ (вертикальная ось графика) от ширины слабопроницаемого экрана по результатам моделирования в вариантах 1–4 приведена на рис. 4.6. Относительно быстрый рост дополнительной добычи нефти (ΔQ) в варианте 4 обусловлен тем, что экраном был перекрыт второй высокопроницаемый канал вдоль оси X (соседний с линией «добывающая – нагнетательная скважины»).

В целом же можно констатировать, что созданный в пласте слабопроницаемый экран при принятых в модели параметрах существенного влияния на повышение охвата пласта вытеснением не оказывает.

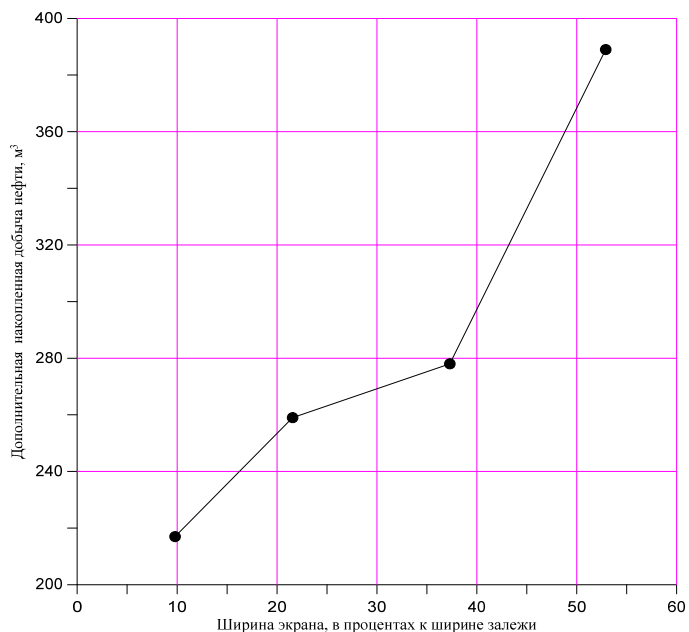


Рис. 4.6. Зависимость дополнительной накопленной добычи нефти от ширины экрана

Вариант 5. Ширину экрана по оси Y не изменяем (она остается равной 27 ячеек или 52,9 % ширины залежи), но частично изолируем ВПК вдоль линии «добывающая – нагнетательная скважины» – создаем по форме T -образный экран (рис. 4.7).

Результаты решения. Накопленная добыча нефти увеличилась на 402 м³, т. е. практически не изменилась в сравнении с предыдущим вариантом. Для принятых в имитационной модели параметрах размер и форма слабопроницаемого экрана фактически не влияют на вытеснение нефти из пласта.

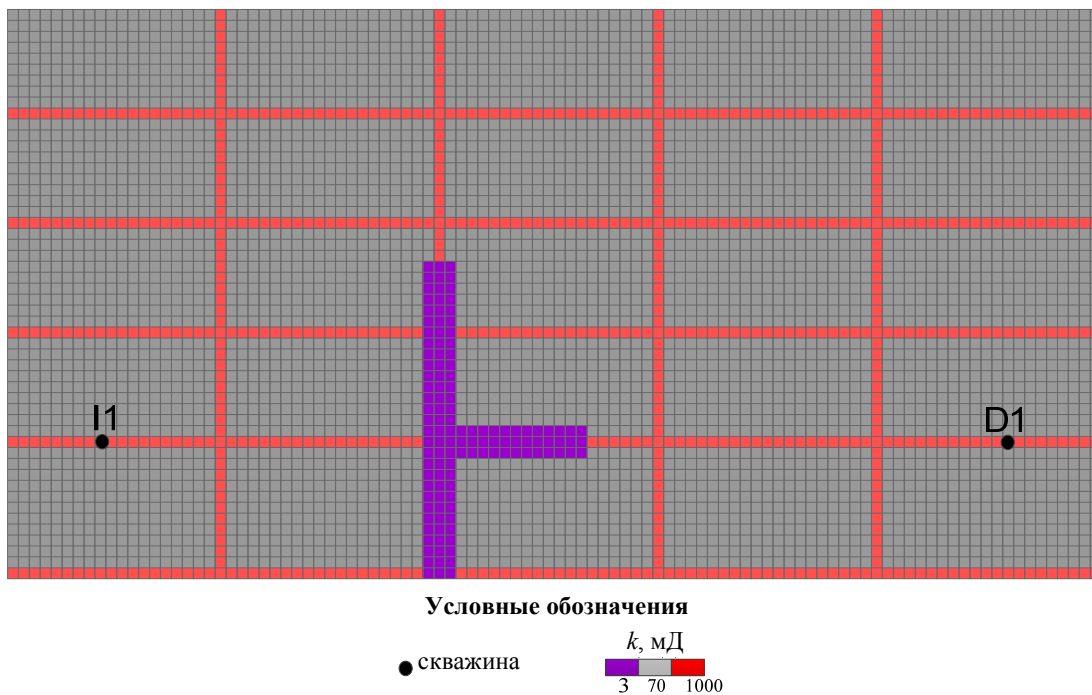


Рис. 4.7. Расчетная схема слоя 3 в плане (проницаемость слоя 3 после проведения мероприятий по ПНП)

Вариант 6. Отключение в модели подошвенной воды.

Результаты решения. Накопленная добыча нефти увеличилась на 600 м^3 . Рост дополнительной добычи на 200 м^3 в сравнении с предыдущим вариантом расчета отражает влияние подошвенных вод на состав добываемой продукции.

Вариант 7. Слой 3 представляем в виде модели тройной проницаемости (рис. 4.8). Проницаемость ВПК по линии «добывающая – нагнетательная скважина» (вдоль оси X) и одного ВПК между добывающей и нагнетательной скважинами (вдоль оси Y) как в базовой, так и в имитационной моделях увеличиваем с 1000 до 5000 мД. Проницаемость остальных ВПК остается равной 1000 мД. Проницаемость матрицы также не изменяется. Таким образом, слой 3 представляет собой систему тройной проницаемости. Она состоит из трех фильтрационных подсистем, вложенных друг в друга. Добывающая и нагнетательная скважины вскрыли слой 3 в наиболее проницаемых зонах, на пересечении этих зон (в узле этих зон) установлен T -образный экран с проницаемостью 3 мД. Размеры экрана такие же, как и в варианте 6.

Результаты решения

1. В базовой модели вода уже через три месяца по высокопроницаемому каналу, вскрытому добывающей и нагнетательной скважинами, достигает добывающей скважины $D1$ и дебит нефти снижается с 20 до $18 \text{ м}^3/\text{сут}$ (рис. 4.9). Обводненность продукции составляет 10 % на протяжении девяти лет. Таким образом, за счет высокопроницаемого канала, у которого площадь поперечного сечения 15 м^2 и коэффициент проницаемости в $5000/70 = 71$ раз выше, чем у матрицы, происходит обводнение продукции лишь на 10 %.

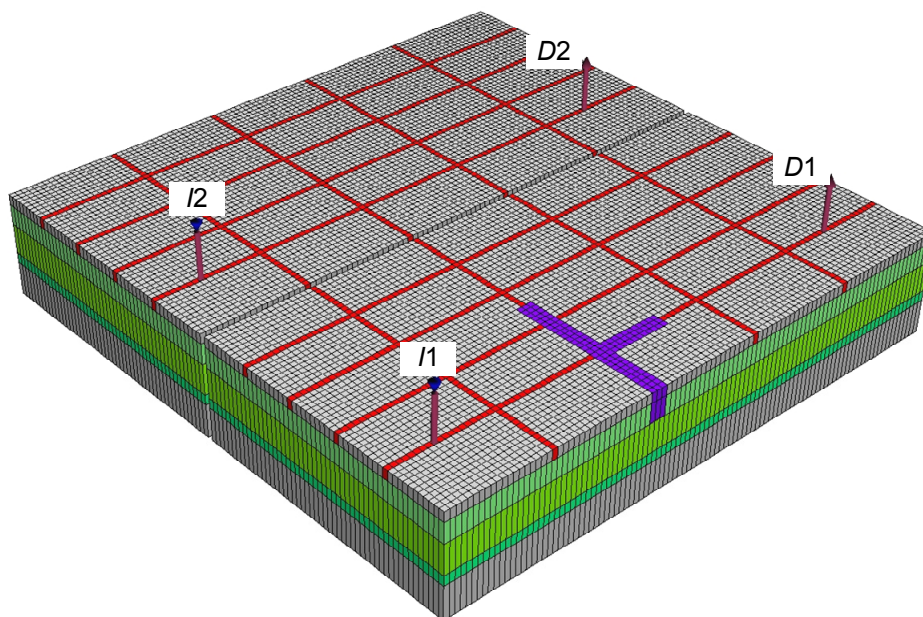


Рис. 4.8. Блок-схема модели тройной проницаемости (показана проницаемость слоев 3–7 по оси X)

2. В январе 1992 г. (после девяти лет разработки) начинается резкое падение дебита скважины по нефти и рост обводненности продукции за счет подтягивания к добывающей скважине основного фронта вытеснения, который приходит по нижележащим, относительно слабопроницаемым слоям 4–7, и не связан с соседним с линией скважин высокопроницаемым каналом (рис. 4.9).

3. Вытеснение нефти из слабопроницаемых блоков, ограниченных высокопроницаемыми каналами, происходит весьма специфично. Складывается впечатление, что нефть в них блокируется после прорыва воды по ВПК (рис. 4.10). Однако анализ результатов моделирования на другие моменты времени показывает, что никакого защемления не происходит (рис. 4.11), т. е. слабопроницаемые блоки матрицы участвуют в фильтрации.

4. В имитационной модели высокопроницаемый канал в слое 3 по линии «добывающая – нагнетательная скважины» перекрыт экраном, поэтому быстрого прорыва воды к добывающей скважине *D2* не наблюдается. В течение девяти лет скважина дает безводную продукцию (см. рис. 4.9). В январе 1992 г., как и в базовой модели, к добывающей скважине подтягивается основной фронт воды по слоям 4–7 (рис. 4.12) и начинается резкое падение дебита скважины по нефти (см. рис. 4.9).

5. Темп падения дебита нефти добывающей скважины *D2* на имитационной модели выше аналогичного процесса на модели базовой. Уже в июле 1994 г. дебит по нефти скважины *D2* ниже, чем скважины *D1*. В январе 2008 г. дебиты нефти обеих скважин выравниваются и остаются одинаковыми до конца разработки.

6. Фактически мы имеем не повышение охвата пласта вытеснением, а интенсификацию добычи нефти в первые девять лет разработки за счет снижения обводненности продукции.

7. Дополнительная накопленная добыча нефти за весь период разработки на имитационной модели в результате мероприятий по ПНП составила 3274 т (увеличение накопленной добычи нефти с 99143 до 102417 м³ за 37 лет разработки). Элемент пласта, воспроизведенный на имитационной модели, является гидродинамически изолированным. При наличии активной водоносной области будет происходить оттеснение нефти в законтурную область, что приведет к снижению эффекта от ПНП.

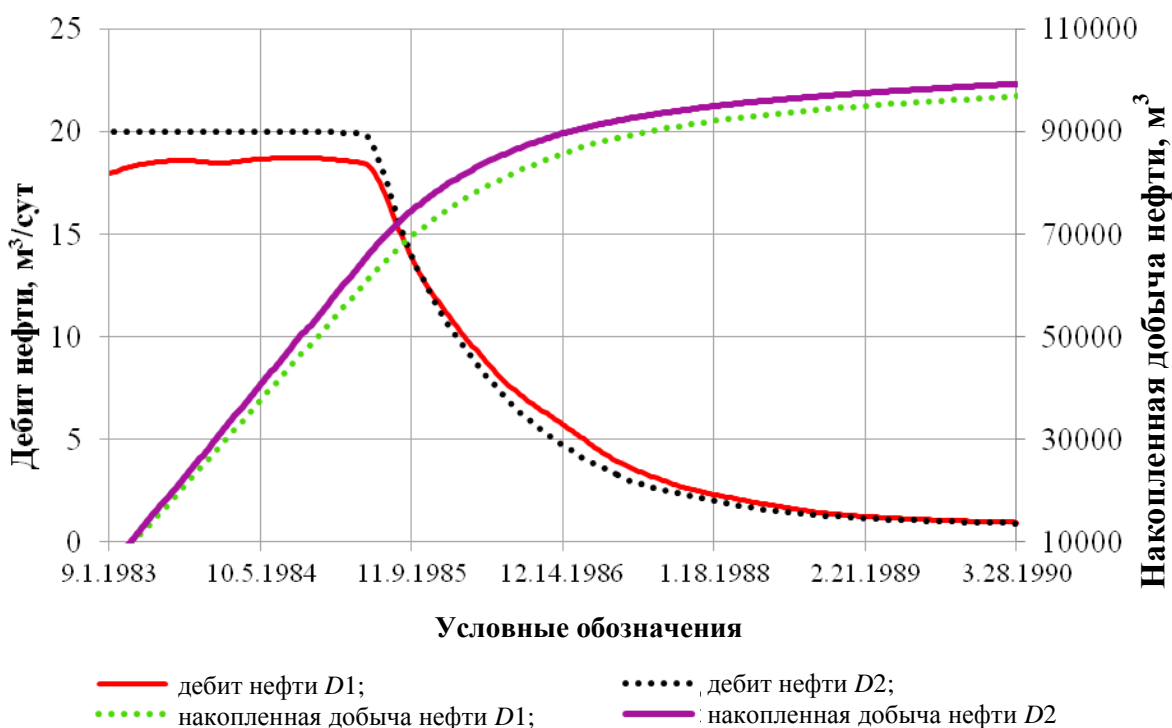


Рис. 4.9. Хронологические графики дебитов нефти и накопленной добычи нефти добывающих скважин *D1* и *D2*

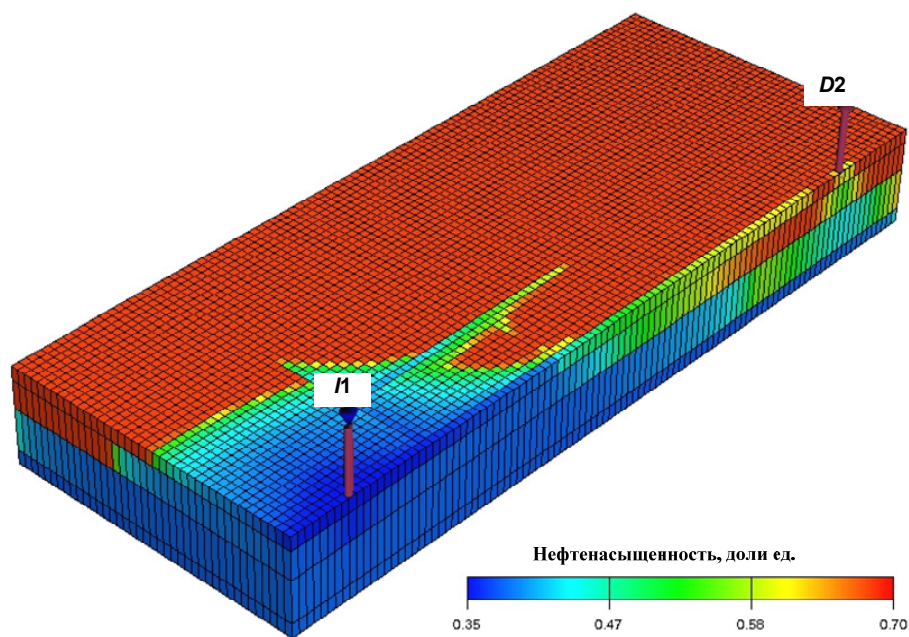


Рис. 4.10. Схема вытеснения нефти водой из слоев 3–7 и обводнения добывающей скважины в базовой модели по состоянию на январь 1992 г. (девять лет разработки)

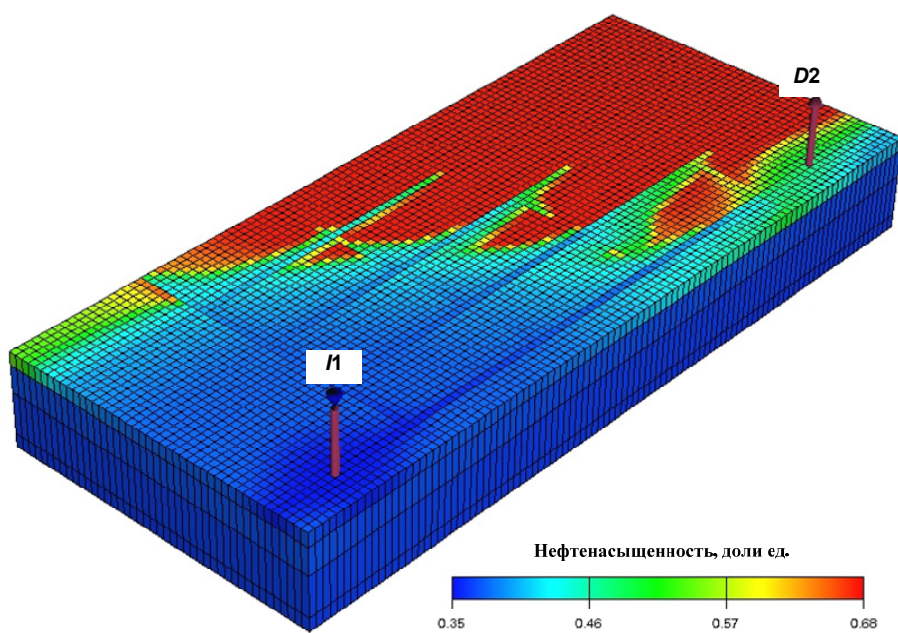


Рис. 4.11. Схема вытеснения нефти водой из слоев 3–7 и обводнения добывающей скважины в базовой модели по состоянию на сентябрь 1998 г.

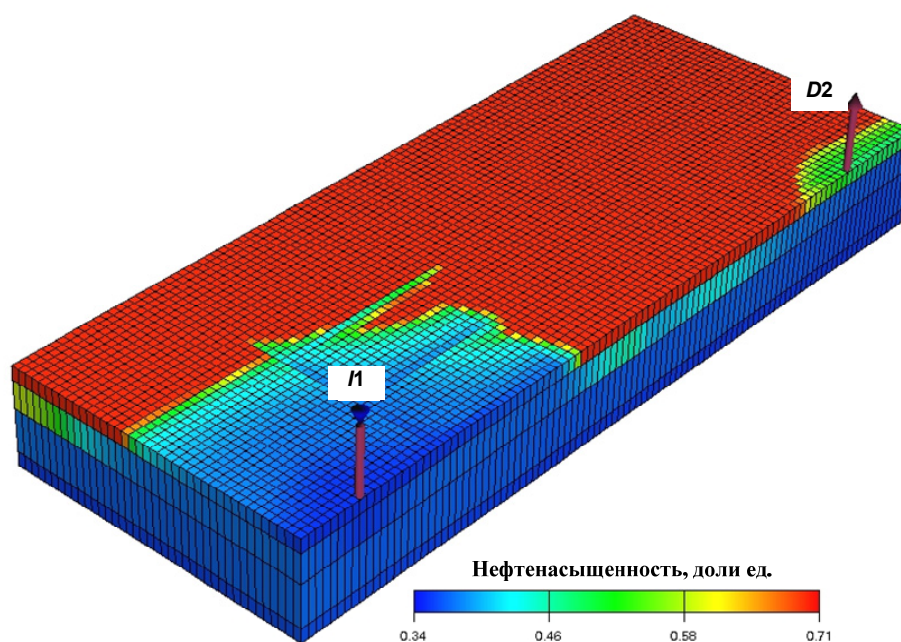


Рис. 4.12. Схема вытеснения нефти водой из пласта и обводнения добывающей скважины на имитационной модели по состоянию на январь 1992 г. (девять лет разработки)

4.2. Анализ и моделирование геолого-технических мероприятий по закачке потокоотклоняющих реагентов в семилукскую залежь нефти Золотухинского месторождения

Анализ проведенных ГТМ. Мероприятия по закачке ПОР в нагнетательные скважины семилукской залежи нефти Золотухинского месторождения проводятся с 2001 г. Технология закачки потокоотклоняющих реагентов регламентируются стандартом предприятия РУП «ПО Белоруснефть» [106], [131]. В качестве химических реагентов направленного тампонирования на семилукской залежи Золотухинского месторождения используется жидкое натриевое стекло, силикат натрия, гидратированный порошкообразный полиакриламид (ПАА) марки FP-307, ПАА марки AN-125, ацетат хрома и другие виды [131]. В период с 2001 по 2009 г. обработке призабойной зоны тампонирующими составами подверглись все нагнетательные скважины, эксплуатирующие семилукскую залежь.

В сентябре 2001 г. в нагнетательную скважину 24 закачено 614 м^3 раствора жидкого стекла, после этого приемистость скважины снизилась в два раза. Для ее восстановления выполнили обработку призабойной зоны солянокислотной композицией. После восстановления приемистости (09.10.2001 г.) скважину запустили под закачку с суточной приемистостью $220\text{--}240 \text{ м}^3/\text{сут}$ при устьевом давлении 18 атм. В октябре 2001 г. в нагнетательную скважину 70 закачали 210 м^3 жидкого стекла. Через месяц проводились работы по восстановлению ее приемистости 70 [59]. Работы по нагнетанию ПОР в эти же скважины были продолжены в мае и июне 2002 г. Объемы закачки реагентов были увеличены: в скважину 24 закачено 1070 м^3 , в скважину 70 – 505 м^3 [59], [60]. Закачка реагентов проводилась в существующие интервалы перфорации. После закачки реагентов в нагнетательных скважинах выполнены работы по восстановлению приемистости путем обработки призабойной зоны кислотными составами. До проведения работ по закачке реагентов скважина 24 ра-

ботала с приемистостью 122 м³/сут, после закачки реагентов приемистость была увеличена до 185 м³/сут. Приемистость по скважине 70 после работ составила 70 м³/сут. В табл. 4.2 приведены результаты термометрических исследований, выполненных в период проведения работ по закачке ПОТ и восстановления приемистости скважин. Из анализа результатов термометрических видно, что произошло перераспределение закачки в интервалах перфорации скважин.

Таблица 4.2

Результаты термометрических исследований [60]

Но- мер сква- жины	Интервал перфора- ции, м	Результаты термометрии			
		до закачки ПОТ		после закачки ПОТ	
		Дата	Принимающий интервал, м	Дата	Принимающий интервал, м
24	3728–3742	07.08.2001	3739–3742	25.10.2001	3730–3737
		25.10.2001	3730–3737	02.07.2002	3728–3738,2 3741,6–3742
70	3773–3785 3788–3790	16.08.2001	3773–3785 3788–3789	22.11.2001	Не определен
		16.05.2002	3773–3785 3785–3788	18.06.2002	3773–3785 3785–3788

Технологическая эффективность работ после закачки ПОР оценивается согласно методике, принятой в СТП «РУП ПО Белоруснефть» [106]. Эффективность применения ПОР определяется суммарно по ряду скважин, находящихся в зоне влияния мероприятий. Сопоставляется режим работы реагирующих добывающих скважин (дебита нефти и обводненности) до и после закачки потокоотклоняющих реагентов в залежь. Оценивается суммарная дополнительная добыча нефти.

По данным на ноябрь 2001 г., эффект по скважинам 51, 106, 81, 74, 75 не наблюдался. Отмечено снижение воды в продукции скважины 56 и 5. Однако определить истинную причину снижения обводненности в этих скважинах невозможно, так как в этот период в затрубное пространство добывающих скважин закачивали пресную воду для рассоления [59].

Технологический эффект в 2002 г. наблюдался по добывающим скважинам 106, 51, 81, 56, 9005, 74, 75. Эффективность работ составила 517 т дополнительно добытой нефти. В скважине 56 отмечено снижение обводненности добываемой продукции на 8 %, прирост дебита нефти составил 8,55 т/сут, дополнительная добыча нефти – 482 т. Однако через месяц содержание воды в продукции увеличилось на 15,5 %, а дебит нефти резко снизился до 2,24 т/сут. Режим остальных оценочных скважин после закачки реагентов практически не изменился (табл. 4.3). Параллельно с мероприятиями по закачке потокоотклоняющих технологий на залежи проводились работы по оптимизации насосного оборудования, а также закачка пресной воды для рассоления. По мнению отдельных специалистов [60], низкая эффективность от закачки ПОР обусловлена тем, что перед работами не выполнено трассирование фильтрационных потоков, не установлена гидродинамическая связь нагнетательных и добывающих скважин, не уточнены объемы промытых зон пласта, их проницаемости, не уточнены по результатам трассирования объемы реагентов, необходимых для перераспределения фильтрационных потоков. В связи с этим возникает вопрос: разве выполнение этих работ могло повлиять на эффективность закачки ПОР?

Технологические показатели добывающих скважин [60]

Номер скважины	Характер работы до ОПР			Характер работы после ОПР			Фактический эффект, т
	Дебит жидкости, $q_{ж}$, т/сут	Дебит нефти, $q_{н}$, т/сут	Обводненность, %	Дебит жидкости, $q_{ж}$, т/сут	Дебит нефти, $q_{н}$, т/сут	Обводненность, %	
51	6,63	0,9	87,4	5,71	1,29	77,4	44
56	14,3	1,88	86,0	49,4	10,43	78,9	482
74	81,62	26,9	62,3	81,76	6,0	92,66	0
75	50,79	40,6	18,9	57,64	31,13	46,0	0
81	10,13	1,47	86,1	47,74	5,8	73,5	517
106	9,53	4,29	62,0	9,65	4,83	49,9	61
9005	44,45	39,57	4,12	49,97	31,97	24,0	0
<i>Итого</i>							1104

В 2004 г. работы по закачке ПОР были продолжены в нагнетательные скважины 24, 90 и 11. Приемистость скважины 90 до начала работ по закачке ПОТ составляла 168 м³/сут, приемистость скважины 11 – 62,6 м³/сут. В период с 20 по 26 октября 2004 г. в скважину 90 закачали 1000 м³ раствора жидкого стекла и 180 м³ раствора жидкого стекла с водонабухающим полимером. В этот же период в скважину 11 закачали 500 м³ потокоотклоняющего реагента – раствора лигнопола. Приемистость скважины 90 после работ снизилась до 96,9 м³/сут, а приемистость скважины 11 увеличилась до 84,5 м³/сут. Технологическая эффективность работ оценивалась сопоставлением режимов работ скважин 27, 54, 58, 73, 74, 75, 76, 80, 83, 84, 91, 106, 108, 109, 110, 111, 112, 113 [61]. Дополнительная добыча нефти по 18 скважинам составила 2,27 тыс. т [61].

Наиболее масштабные работы по увеличению охвата пласта заводнением с применением ПОТ были выполнены в сентябре и октябре 2007 г. Объект работ включал нагнетательные скважины 119, 70, 24, 11, 28, 90 и добывающие скважины 27, 51, 54, 75, 80, 81с2, 83, 93, 106, 108, 111, 112, 113, 116. В этот период в скважину 119 было закачено 1000 м³ раствора жидкого стекла, в скважину 24 – 2000 м³, в скважину 28 – 2490 м³, в скважину 90 – 1500 м³, в скважину 70 – 2200 м³, в скважину 11 – 1500 м³ [62].

До проведения работ по закачке реагентов скважина 119 работала с приемистостью 121,5 м³/сут, после работ скважину запустили в эксплуатацию с приемистостью 50 м³/сут. Приемистость по скважине 24 до начала работ составляла 128,8 м³/сут, в первый месяц после работ – 40 м³/сут; по скважине 28 – до работ – 156,8 м³/сут, в первый месяц после работ – 106,2 м³/сут; по скважине 90 – до работ – 195,8 м³/сут, в первый месяц после работ – 160,0 м³/сут; по скважине 70 – до работ – 129,6 м³/сут, в первый месяц после работ – 50,0 м³/сут. Таким образом, объем нагнетания по пяти скважинам в первый месяц после проведения работ по закачке ПОР снизился на 41,7 %. Технологическая эффективность работ отслеживалась по 9 добывающим скважинам: 51, 54, 75, 83, 106, 11, 112, 113 и 116. Снижение обводненности добываемой продукции до 10 % отмечено по скважинам 54, 106, 112; более 10 % – по скважине 75. Режим эксплуатации скважины 116 не изменился, по скважинам 83, 11, 113 отмечен незначительный рост обводненности. Оценка эффективности по сква-

жинам 27, 80, 93 и 108 не проводилась в связи с оптимизацией их насосного оборудования. Показатели эксплуатации оценочных скважин до и после проведения работ по ПОТ в 2007 г. представлены в табл. 4.4 [62].

Таблица 4.4

Технологические показатели добывающих скважин [62]

Номер скважины	Характер работы до ОПР			Характер работы после ОПР			Фактический эффект, т
	Дебит жидкости, $q_{ж}$, т/сут	Дебит нефти, $q_{н}$, т/сут	Обводненность, %	Дебит жидкости, $q_{ж}$, т/сут	Дебит нефти, $q_{н}$, т/сут	Обводненность, %	
51	15,01	4,06	72,98	9,58	4,39	54,21	10
54	39,31	5,57	85,82	42,67	7,89	81,51	211
75	9,07	1,10	87,87	9,64	2,88	70,12	158
83	8,08	1,99	75,39	7,17	1,03	85,63	0
106	47,59	9,96	79,06	44,09	13,38	69,65	519
111	51,04	6,33	87,61	50,1	7,13	85,77	25
112	5,00	4,93	1,32	5,24	5,24	0	27
113	10,98	6,72	38,76	10,23	6,9	32,49	6
116	64,84	2,28	96,48	63,03	1,82	137,9	0
<i>Итого</i>							956

Дальнейшие работы по охвату пласта вытеснением были продолжены в 2008 г. Закачка ПОР выполнялась в скважины 119, 70, 24, 28 и 90 [63].

С мая по июнь 2008 г. в скважину 119 было закачено 800 м³ потокоотклоняющих композиций на основе ПАА TR-1516 и ацетата хрома. Скважину запустили под нагнетание с приемистостью 180 м³/сут; через месяц эксплуатации приемистость скважины снизилась до 100–130 м³/сут. В связи с ростом обводненности добываемой продукции скважин восточной части залежи скважина 119 с августа 2008 г. остановлена по технологическим причинам. С апреля по май в скважину 24 было закачено 640 м³ реагента; для восстановления приемистости проведена кислотная обработка призабойной зоны. Приемистость скважины 24 до работ составляла 100,5 м³/сут, в первый месяц после работ – 85,7 м³/сут, далее приемистость снизилась до 40–50 м³/сут. С 4 по 8 мая в скважину 28 закачали 600 м³ композиции на основе ПАА TR-1516 и ацетата хрома. Приемистость скважины 28 до работ составляла 157,4 м³/сут, в первый месяц после работ – 136,0 м³/сут. В связи с недостаточной приемистостью скважины 70 работы по закачке потокоотклоняющих реагентов не проводились. Скважину запустили под закачку воды с приемистостью 80 м³/сут. С 11 по 17 мая в скважину 90 закачали 980 м³ композиции на основе ПАА TR-1516 и ацетата хрома. Приемистость скважины 90 до работ составляла 232,9 м³/сут, в первый месяц после работ – 100,0 м³/сут [63].

В первый месяц после закачки реагентов приемистость трех скважин снизилась на 28,4 %. Технологическая эффективность работ оценивалась в январе 2009 г. по 14 добывающим скважинам: 20, 27, 51, 54, 75, 80, 83, 84, 91, 93, 106, 108, 112, 113 [64]. Основным эффектом был отмечен в скважине 106: обводненность продукции снизилась на 5 %, дополнительная добыча нефти составила 432 т. Также кратковременное снижение обводненности прослеживалось в скважинах 108, 51, 83, 80. Остальные добывающие скважины продолжили работать в прежнем режиме. В целом по залежи дополнительная добыча нефти за 2008 г. составила 984 т нефти. Одновременно с

мероприятиями по ПНП на залежи проводились работы по оптимизации насосного оборудования добывающих скважин и подливы пресной воды для рассоления.

Работы по закачке ПОТ продолжились в апреле и мае 2009 г. В этот период через скважины 24, 28, 90 и 119 в залежь было закачано 3200 м³ потокоотклоняющей композиции на основе ПАА марки FP-307 с ацетатом хрома. По результатам работ отмечено кратковременное снижение обводненности в скважине 80 и 27, остальные скважины, по которым отмечался эффект в 2008 г., в 2009 г. не отреагировали на закачку потокоотклоняющих реагентов. Для скважин 84, 102, 112 наметился обратный эффект – рост обводненности. Суммарная дополнительная добыча нефти за 2009 г. составила 488 т [64]. Работы по закачке реагентов в 2010 г. признаны неэффективными [65].

Таким образом, можно сделать следующие выводы. Применение потокоотклоняющих реагентов на семилукской залежи Золотухинского месторождения не дает значимого эффекта в виде стабильного снижения обводненности продукции добывающих скважин и увеличения их дебита по нефти. При выполнении мероприятий по закачке ПОР не соблюдалась чистота эксперимента: одновременно с закачкой реагентов проводилась оптимизация насосного оборудования, значительно снижались объемы нагнетания воды; в связи с сильной засолоненностью карбонатного коллектора скважины периодически обрабатывались пресной водой для рассоления. Поэтому полученный кратковременный эффект можно рассматривать как эффект от комплекса мероприятий, включающих как охват залежи вытеснением, так и изменение режимов работы нагнетательных и добывающих скважин. В сложившейся ситуации весьма важно оценить эффективность этих технологий на действующих геолого-гидродинамических моделях.

Моделирование закачки потокоотклоняющих реагентов в семилукскую залежь Золотухинского месторождения. При выполнении модельных экспериментов основное внимание уделялось чистоте эксперимента, который предполагает количественную оценку значимости только одного параметра в исследуемом процессе (в нашем случае – это изменение проницаемости карбонатного коллектора после закачки потокоотклоняющих реагентов).

Считается [115], что ПОР образуют в пласте гидродинамический экран, который снижает проницаемость пласта до величины, близкой к проницаемости матричной части залежи. В гидродинамическом отношении снижение проницаемости пористых блоков пород и высокопроницаемых каналов сопровождается изменениями направлений и скоростей фильтрационного потока. Для моделирования закачки ПОР достаточно в том или ином виде имитировать результат действия этого метода – уменьшить коэффициент проницаемости пласта в соответствующем месте в зависимости от объемов используемых потокоотклоняющих реагентов.

С целью определения преобладающих направлений движения фильтрационного потока на участках нагнетательных скважин 24, 11, 90, 119, 70 выполнено моделирование закачки в эти скважины индикатора («меченой» воды). Начальная концентрация индикатора в закачиваемой воде каждой нагнетательной скважины принимается равной единице. По мере нагнетания «меченой» воды в скважины и ее распределения по площади и разрезу пласта концентрация индикатора в расчетных ячейках модели изменяется от единицы до нуля (1 – в ячейке произошло полное замещение исходной подвижной жидкости «меченой» водой, т. е. индикатором; 0 – индикатор на расчетный момент времени в ячейку не поступил).

Для моделирования закачки ПОР на исходной (базовой) модели воспроизводится работа добывающих и нагнетательных скважин до проведения опытных работ по закачке потокоотклоняющих реагентов. Далее на дату фактической закачки ПОР

(в нашем случае – это апрель–октябрь 2007 г.; см. ниже по тексту) для каждой из скважин в соответствующих интервалах перфорации изменяется коэффициент проницаемости пласта, и снова выполняется моделирование истории разработки залежи. Исследования скважин по определению коэффициента проницаемости карбонатного коллектора после закачки ПОР на Золотухинском месторождении не проводились. Поэтому нами принимается условие, что на участке опытных работ проницаемость коллектора по всем координатным направлениям снижается до нуля. Это создает некоторый инженерный запас в расчетах, т. е. влияние ПОР на структуру фильтрационного потока должно быть максимальным. Результаты моделирования оцениваются путем сопоставления режимов работ скважин (дебит по нефти, обводненность) до и после проведенных промысловых работ. В процессе моделирования также используются результаты термометрических исследований по определению принимающих интервалов в нагнетательных скважинах до и после закачки в них потокоотклоняющих реагентов.

Согласно результатам моделирования (см. гл. 3), уже к началу 2007 г. семилукская залежь представляла собой систему взаимно ортогональных высокопроницаемых каналов. Среднее расстояние от зоны нагнетания до зоны отбора составляет 500 м.

Нагнетательная скважина 70 вскрыла в водоносной части семилукской залежи высокопроницаемый канал, соединяющий законтурную зону нагнетания с зоной отбора скважин 75, 74, 93, 93s2, 76. По результатам решения серии обратных задач коэффициент проницаемости ВПК равен 6000 мД, его ширина в плане составляет 50 м (1 ячейка в модели), мощность в разрезе семилукских отложений – 11 м. Закачка реагента в скважину 70 осуществлялась с 19 по 31 мая 2007 г. в интервал перфорации –3450...–3467 м (1–7 модельные слои). Всего было закачено 2200 м³ реагента. Поровый объем одной ячейки по стволу скважины изменяется от 983,5 до 1286,7 м³. Для имитации экрана из ПОР в объеме 2200 м³ достаточно задать нулевую проницаемость в двух ячейках модели, которые вскрывает скважина. Очевидно, что при таких размерах экрана эффекта от данного мероприятия в виде снижения обводненности в зоне отбора не будет из-за несопоставимости размеров экрана с размерами зоны дренирования добывающих скважин 74, 75, 76, 93, 93s2. Поэтому для получения значимого эффекта в виде снижения обводненности продукции добывающих скважин закачка ПОР через нагнетательные скважины моделируется с инженерным запасом. Для этого перед нагнетательной скважиной 70 изолируется ВПК, соединяющий эту скважину с зоной отбора. Объем пород-коллекторов на модели, в которых величина коэффициента проницаемости снижена до нуля, превышает фактический закачиваемый объем ПОР в зоне влияния скважины 70 на 66 %. При таких условиях мы вправе ожидать снижения темпов обводненности продукции за счет перекрытия основного пути фильтрации воды.

Нагнетательная скважина 90 вскрыла высокопроницаемый канал, соединяющий законтурную зону нагнетания с зоной отбора скважин 84, 108, 55, 83, 54. Коэффициент проницаемости ВПК равен 4000 мД, его ширина в плане составляет 50 м (1 ячейка в модели), мощность в разрезе семилукских отложений – 14 м. Закачка реагента в скважину 90 осуществлялась с 26 сентября по 6 ноября 2007 г. в интервал перфорации –3438...–3457 м (1–7 модельные слои). Всего было закачено 1500 м³ осадкообразующих композиций, что соответствует поровому объему 4 ячеек, которые вскрывает скважина. Таким образом, фактический экран в зоне скважины 90 имитируется снижением коэффициента проницаемости до 0 мД в 4 ячейках.

В зоне влияния нагнетательных скважин 11 и 119 находятся добывающие скважины 73, 111, 112, 112, 56, 116, 110, 9005. Скважина 119 вскрыла слой пород

мощностью 17,4 м; коэффициент проницаемости в радиусе дренирования скважины составляет 345 мД. Закачка реагента в скважину 119 осуществлялась с 19 по 25 апреля 2007 г. в интервал перфорации –3452,7...–3470 м (1–7 модельные слои). Всего было закачено 1000 м³ осадкообразующих композиций, что соответствует поровому объему 3 ячеек. Для ожидаемого эффекта перекрывается ВПК, соединяющий скважину 119 и зону отбора.

Скважина 11 вскрыла высокопроницаемый канал, величина проницаемости которого равна 8000 мД, его ширина в плане составляет 50 м (одна ячейка в модели), мощность в разрезе семилукских отложений – 10 м. Закачка реагента в скважину 11 осуществлялась с 8 по 18 мая 2007 г. в интервал перфорации –3532 ... –3441 м (1–7 модельные слои). Всего было закачено 1500 м³ осадкообразующих композиций, что по стволу скважины 11 соответствует поровому объему 3 ячеек.

Скважина 24 вскрыла высокопроницаемый канал шириной 100 м. Его коэффициент проницаемости равен 2500 мД; мощность в разрезе семилукских отложений составляет 5,2 м. Закачка реагента в скважину 24 осуществлялась с 10 по 30 мая 2007 г. в интервал перфорации –3461...–3481 м (модельные слои 1–7). Всего в скважину было закачено 1500 м³ осадкообразующих композиций. Закаченный объем реагента равен поровому объему 3 ячеек по стволу скважины. Дополнительно перекрывается часть ВПК.

Таким образом, объем фактического экрана, образованного при закачке ПОР, составил 9,9 тыс. м³, что составляет 0,17–2,0 % от общего объема пород, подверженных заводнению.

Анализ результатов моделирования. На рис. 4.13 представлено распределение концентрации индикатора по площади 3-го расчетного слоя гидродинамической модели семилукской залежи Золотухинского месторождения в зоне влияния нагнетательных скважин 24, 90, 70, 11, 119, полученное по результатам моделирования на конец апреля 2007 г. На этом рисунке отчетливо прослеживается преобладающее направление фильтрации индикатора по пласту.

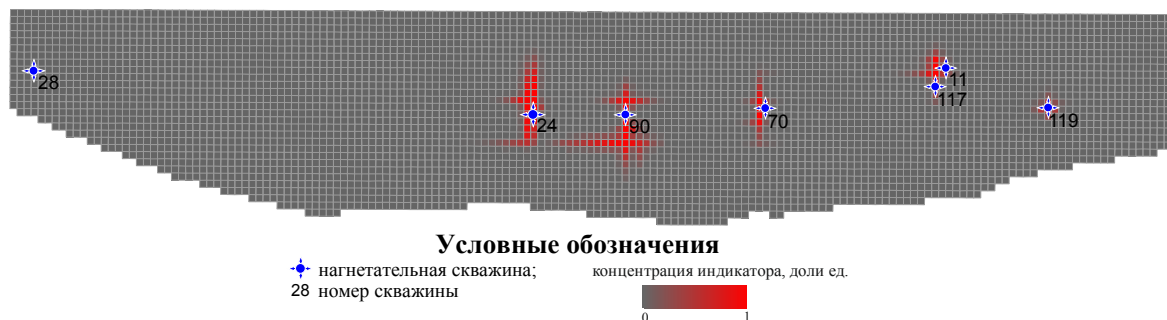


Рис. 4.13. Распределение концентрации индикатора в зоне нагнетательных скважин (2007 г.), семилукская залежь Золотухинского месторождения

На рис. 4.14 показано изменение концентрации индикатора по разрезу семилукского горизонта вдоль линии скважин 90–108, полученное по результатам моделирования закачки индикатора в скважину 90 с 7 ноября 2007 г. по 30 апреля 2008 г. без создания непроницаемого экрана (а) и в условиях создания непроницаемого экрана (б). Как видно, появление гидродинамически непроницаемого экрана перед нагнетательной скважиной в направлении восстания пласта (зоны отбора) весьма незначительно повлияло на распространение индикатора по пласту в результате его 6-месячной закачки. Сравнение картин распределения концентрации индикатора в

разрезу залежи на разные даты (рис. 4.15, *а, б*, 1 и 4 месяца; рис. 4.14, *б*, 6 месяцев) показывает, что:

- несколько усиливается интенсивность потока в направлении падения пласта (водоносной области);

- в направлении восстания пласта для преодоления непроницаемого экрана поток смещается на две расчетные ячейки вниз по разрезу и на одну ячейку – вверх по разрезу;

- изменение проницаемости в радиусе 50–100 м от нагнетательной скважины сопровождается локальной деформацией структуры фильтрационного потока на расстояниях 100–200 м (2–3 ячейки) вдоль напластования горных пород и на 2,7–5,4 м (1–2 ячейки) в вертикальном направлении (вкрест напластования);

- через 4–6 месяцев за пределами зоны локальной деформации фильтрационный поток стремится к своему исходному положению.

Таким образом, по результатам модельных экспериментов воздействие на семилукскую залежь Золотухинского месторождения путем закачки ПОР происходит лишь в призабойной зоне нагнетательной скважины (в объеме одной-двух соседних ячеек со скважиной), что несоизмеримо мало по сравнению с расстояниями до ближайших добывающих скважин. Даже при условии полного перекрытия ВПК, связывающего непосредственно зоны отбора и нагнетания, деформация линий тока носит локальный характер и почти не влияет на увеличение охвата пласта вытеснение в его нефтяной части. Заметим, что В. М. Шестаковым более 20 лет назад было показано, что при откачке из гидродинамически несовершенной скважины зона резкой деформации линий тока распространяется на расстояние не более 1,5–2,0 мощностей пласта от источника возмущения, а за пределами этой зоны геофильтрационный поток приобретает плановый характер [140].

Локальные изменения структуры потока, обусловленные созданием непроницаемого или слабопроницаемого экрана между нагнетательными и добывающими скважинами имеют место в выработанной (водонасыщенной) части залежи, поэтому положительный эффект в виде увеличения дебита добывающих скважин по нефти или снижения степени их обводненности является весьма незначительным.

За 2007 г. разработки накопленная добыча нефти в варианте, где моделировалась закачка ПОР, увеличилась на 90 м³ по сравнению с вариантом без закачки ПОР. Это означает, что созданный в пласте гидродинамический экран при принятых в модели параметрах не оказывает значимого влияния на увеличение охвата пласта вытеснением даже с учетом перекрытия ВПК.

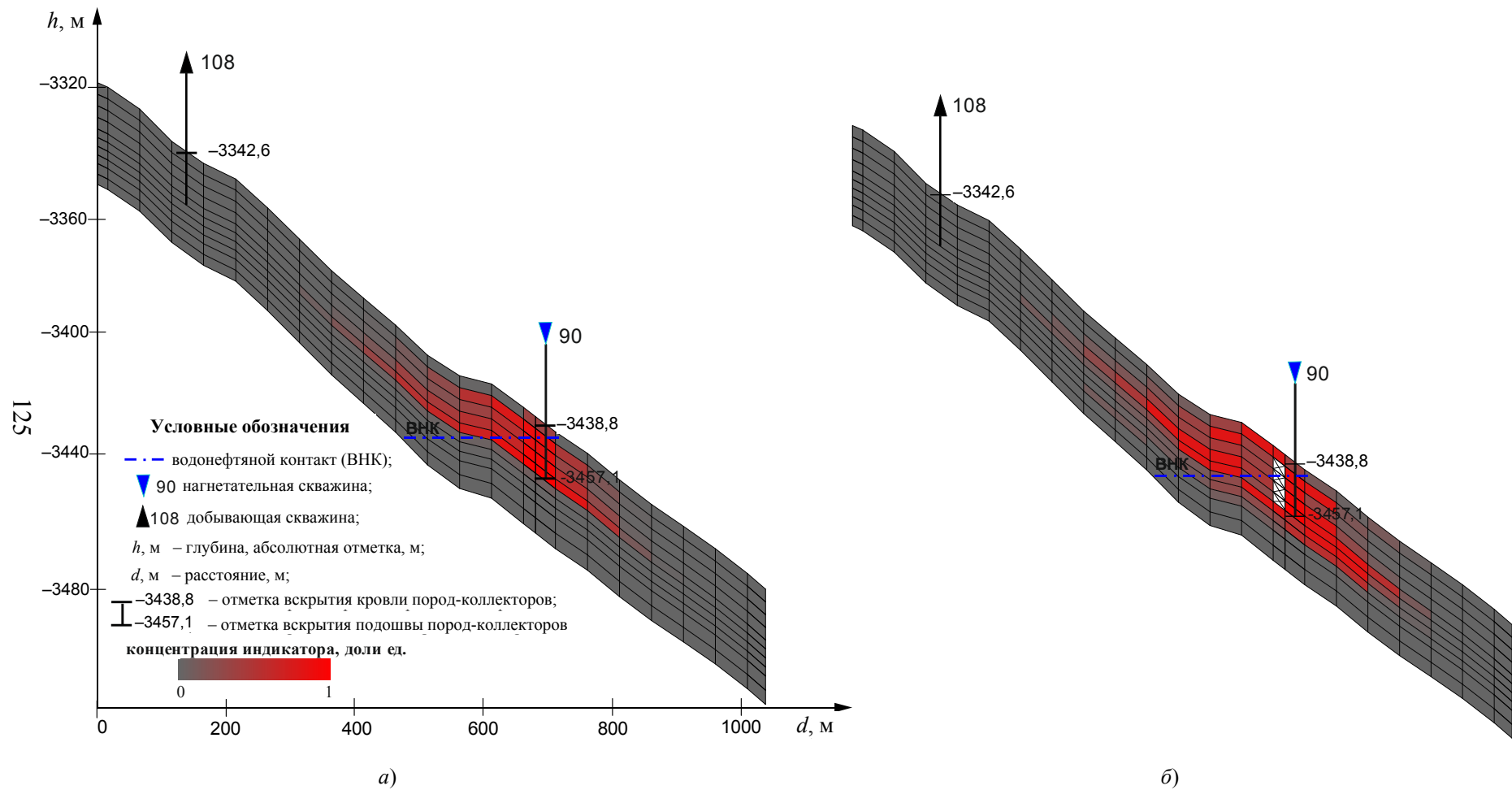


Рис. 4.14. Распределение концентрации индикатора по линии скважин 90–108 семилукской залежи Золотухинского месторождения (по результатам моделирования закачки индикатора в скважину 90 с 7 ноября 2007 г. по 30 апреля 2008 г.):
a – без создания непроницаемого экрана; *б* – после создания непроницаемого экрана

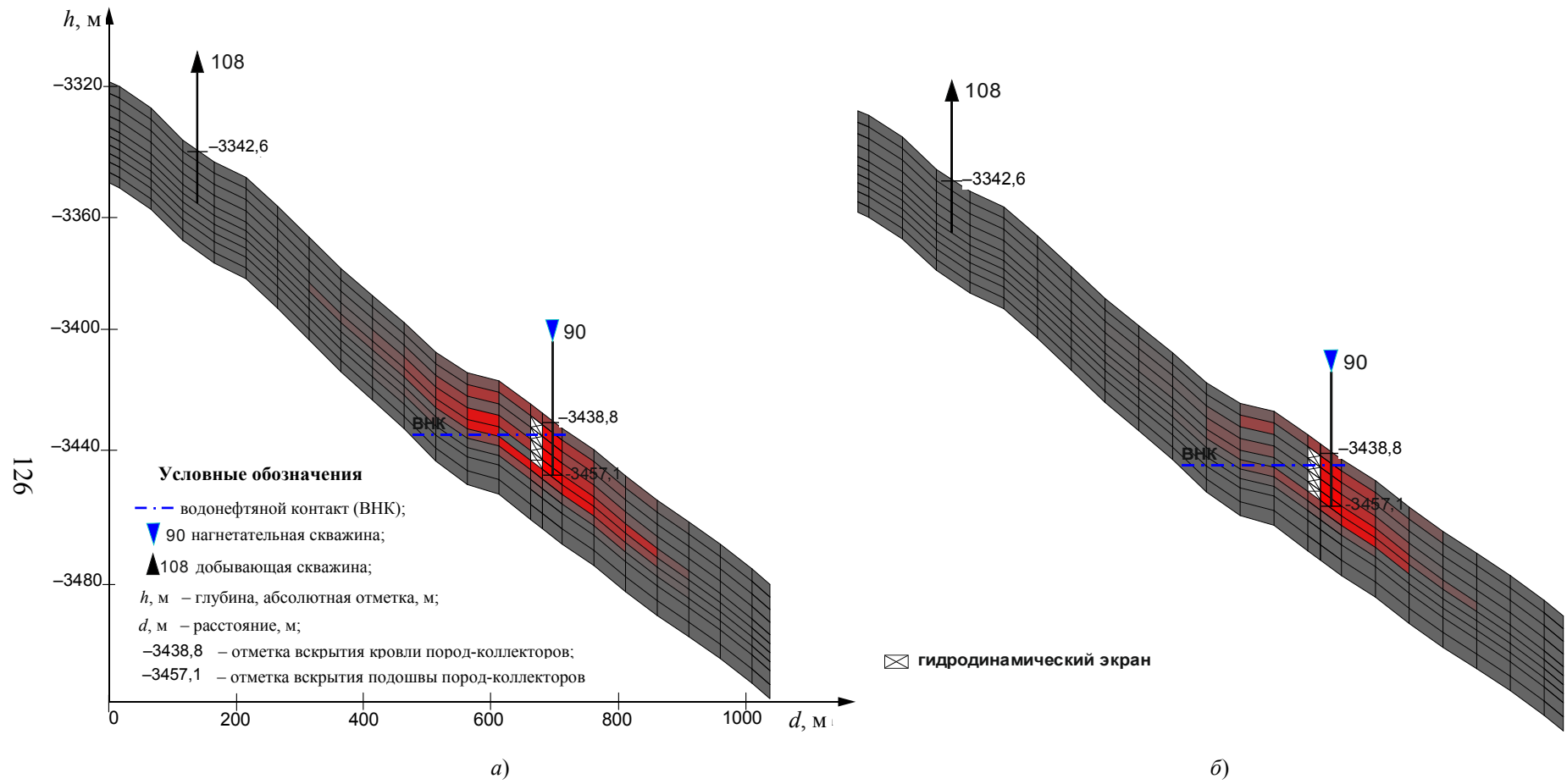


Рис. 4.15. Распределение индикатора по линии скважин 90–108:
 а – через 4 месяца после закачки ПОР; б – через 1 месяц после закачки ПОР

4.3. Анализ и моделирование геолого-технических мероприятий по закачке потокоотклоняющих реагентов в межсолевою залежь нефти Осташковичского месторождения

Анализ проведенных ГТМ. На межсолевой залежи Осташковичского месторождения мероприятия по закачке ПОР проводятся с 2006 г. Обработка тампонирующими составами подверглись практически все нагнетательные скважины и контрольная скважина 71s2 [64], [65]. Из анализа результатов этих работ следует, что применение потокоотклоняющих реагентов на Осташковичском месторождении было эффективным в 2009–2010 гг. Работы по ПНП на рассматриваемом объекте проведены дважды. Первые широкомасштабные мероприятия были выполнены в октябре 2007 г. – апреле 2008 г. и включали в себя как воздействие через нагнетательные, так и простаивающие добывающие скважины. Использовались потокоотклоняющие композиции на основе ПАА с ацетатом хрома или жидким стеклом. Всего в залежь было закачено 27435 м³ потокоотклоняющих композиций. Суммарная технологическая эффективность работ составила 10672 т нефти [64], [65].

При разработке межсолевой залежи Осташковичского месторождения преобладает вертикальная фильтрация флюидов, что соответствует закачке основных объемов воды под начальный ВНК. Рассмотрим, как формируется и развивается ореол индикатора (технической воды) на участках нагнетательных скважин 37, 76, 84, 43, 83, 44, 13, 29, 39, 20, 69, 23, 46 на глубинах с абсолютными отметками –2630...–2670 м в период с начала организации системы ППД до мероприятий по закачке ПОР (рис. 4.16, а–з). Из анализа рисунков видно, что распределение технической воды за 37 лет непрерывного нагнетания происходит на расстояниях 800–1400 м от нагнетательных скважин. Нами выполнены модельные оценки по закачке ПОР в нагнетательные скважины 20, 37, 29, 39, 43, 46, 83, 84, 85, 141, 44 в период с 2009 до 2010 г. В скважину 20 закачали 1000 м³ ПОР; в скважину 24 – 560 м³; в скважину 29 – 3000 м³; в скважину 37 – 4000 м³; в скважину 39 – 2600 м³; в скважину 43 – 2500 м³; в скважину 44 – 855 м³; в скважину 46 – 3000 м³; в скважину 83 – 4000 м³; в скважину 84 – 3000 м³; в скважину 85 – 510 м³; в скважину 141 – 2500 м³. После закачки ПОР все нагнетательные скважины запущены под закачку технической воды. По скважинам 20, 24, 29, 39, 43, 44, 46, 85 отмечено снижение приемистости в целом на 44,4 %.

Моделирование закачки потокоотклоняющих реагентов в межсолевою залежь Осташковичского месторождения. Моделирование выполнялось по схеме, описанной для семилукской залежи Золотухинского месторождения (параграф 4.2). На рис. 4.17, а в увеличенном масштабе показано распределение индикатора на участке нагнетательной скважины 83, полученное по результатам моделирования. Из рисунка видно, что к 2009 г. индикатор распределяется по пласту на расстоянии 1000–1200 м от скважины. Объем ячейки вдоль ствола скважины меняется от 600 до 1200 м³. Объем закачанного реагента составляет 4000 м³. Для имитации экрана из потокоотклоняющих реагентов задаем нулевую проницаемость в шести ячейках в околоскважинном пространстве. Из рис. 4.17, б видно, что незначительное изменение концентрации индикатора происходит лишь на расстоянии двух-трех ячеек (200–300 м) от ствола скважины. Суммарный объем сформированного гидродинамического экрана на участках нагнетательных скважин составляет всего лишь 1,6 % от объема пород, подвергшихся заводнению.

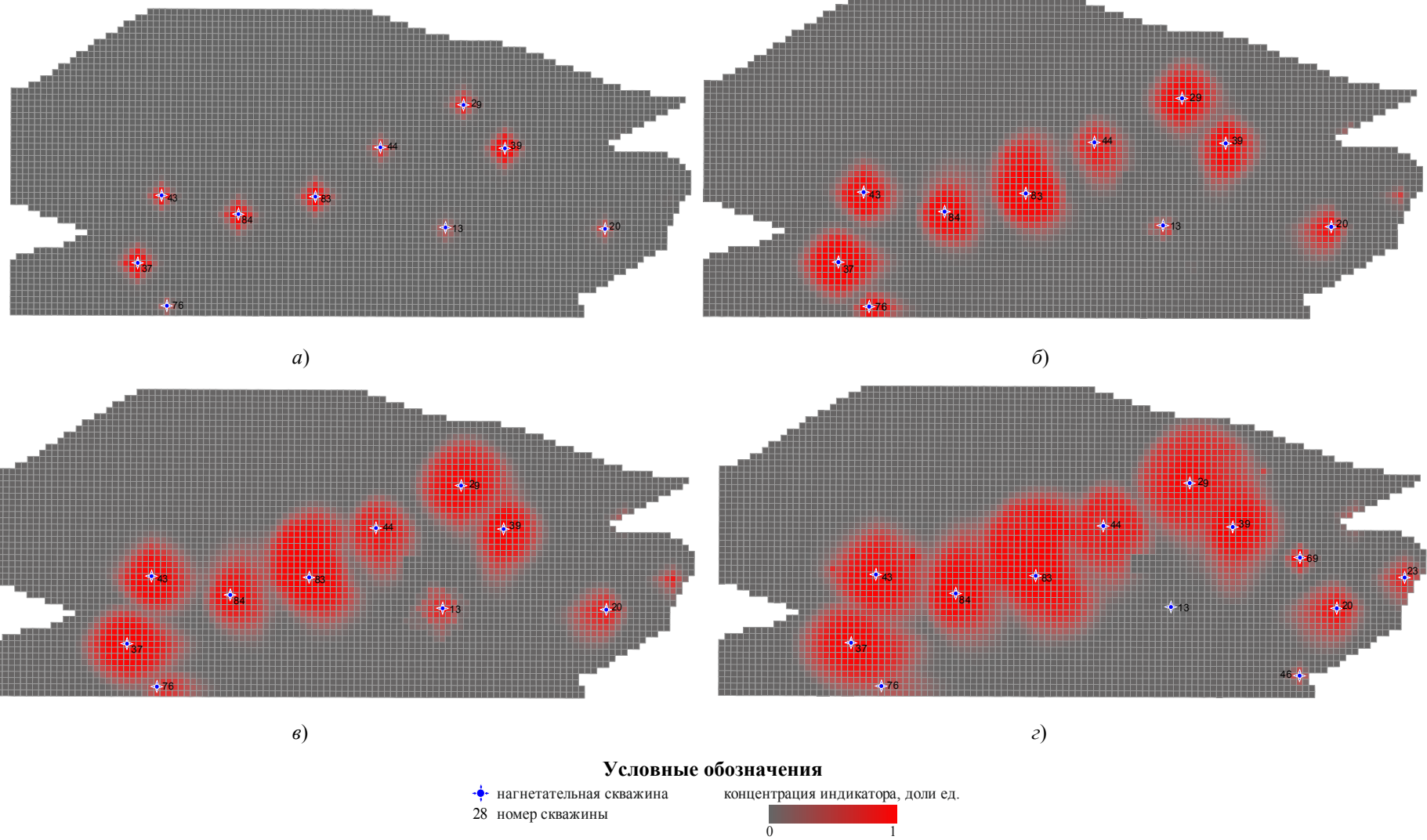


Рис. 4.16. Распределение индикатора по площади межселевой залежи, соответственно, на декабрь: а – 1972 г.; б – 1982 г.; в – 1992 г.; з – 2009 г.

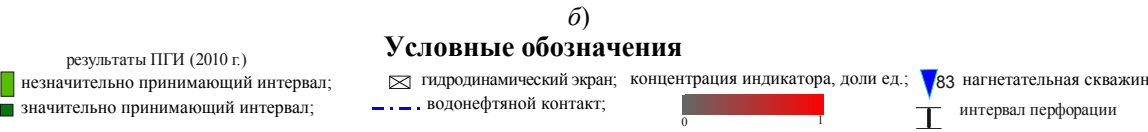
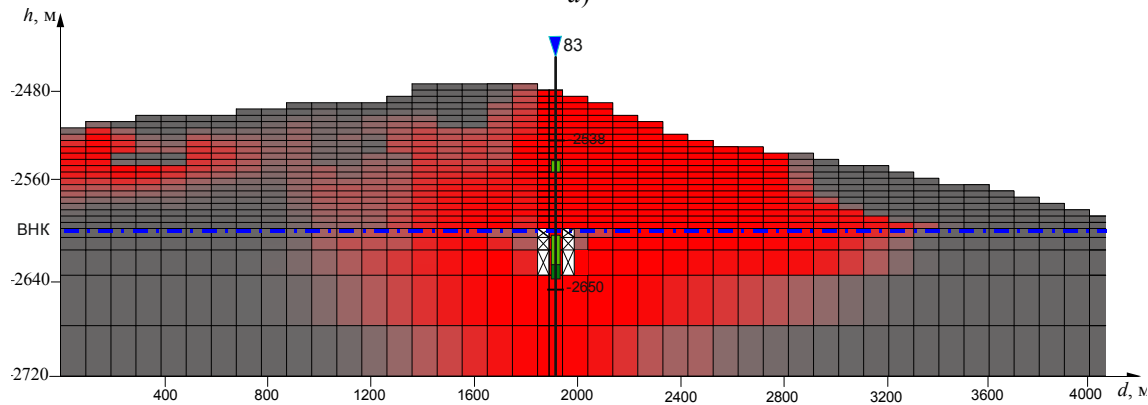
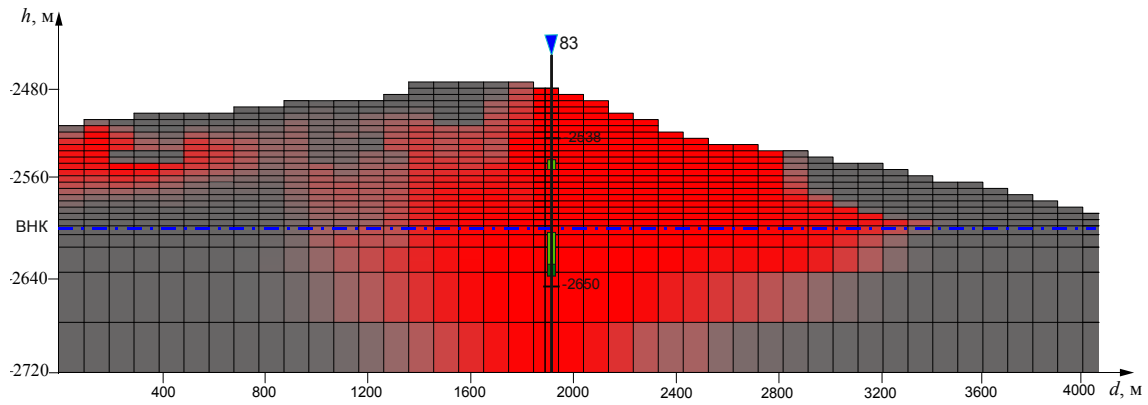


Рис. 4.17. Распределение концентрации индикатора на участке нагнетательной скважины 83 по состоянию на декабрь 2009 г.: *а* – до закачки ПОР; *б* – через 1 месяц после закачки ПОР

Выполненный нами анализ геолого-технических мероприятий по закачке потокоотклоняющих реагентов в семилукскую залежь нефти Золотухинского месторождения и межсолевою залежь нефти Осташковичского месторождения и их моделирование показали, что эти мероприятия не дают значимого эффекта в виде увеличения дебита добывающих скважин по нефти. Фактически мы имеем не повышение охвата пласта вытеснением, а интенсификацию добычи нефти в первые девять лет разработки за счет снижения обводненности продукции.

Пространственная структура фильтрационного потока, формирующегося в процессе разработки нефтяной залежи, практически не деформируется под влиянием техногенного уменьшения проницаемости пласта в призабойной зоне скважины в связи с проявлением масштабных эффектов, вызванных значительными различиями в размерах дренируемой части нефтяной залежи и зоны искусственно уменьшенной проницаемости. Изменение проницаемости пласта в радиусе 50–100 м сопровождается изменением траекторий линий тока в плане на расстояниях 100–200 м от источника возмущения фильтрационного потока. Эффект в виде снижения обводненности продукции добывающих скважин можно было бы ожидать, если расстояние между точкой воздействия на пласт (эксплуатационной скважиной) и текущим ВНК было

сопоставимо или меньше размеров зоны, в пределах которой произошло изменение проницаемости пласта после закачки в него ПОР. На больших расстояниях эффект уменьшается, так как изменение направлений фильтрационных потоков происходит в выработанной части залежи. Без переноса фронта нагнетания к текущему ВНК дальнейшее применение ПОР малоэффективно. Однако любое приближение фронта нагнетания к зоне дренирования приведет к ускоренному росту обводненности продукции. Поэтому применение потокоотклоняющих технологий для повышения нефтеотдачи пласта целесообразно применять только после подтверждения их эффективности результатами моделирования.

Глава 5

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ СТРУКТУРОЙ ФИЛЬТРАЦИОННОГО ПОТОКА

В прикладном отношении управление пространственной структурой фильтрационного потока в процессе разработки нефтяных месторождений должно быть ориентировано на оптимизацию режима работы всех добывающих и нагнетательных скважин, а также на более полную выработку извлекаемых запасов нефти. Особую актуальность эта задача имеет на поздней стадии разработки. Рассмотрим ее на примере семилукской залежи Золотухинского месторождения нефти.

5.1. Моделирование процесса выработки остаточных запасов нефти

С целью поиска оптимального пути решения поставленной задачи нами осуществлено моделирование нескольких вариантов, основанных, с одной стороны, на решениях, принятых в действующем проектном документе [96], и, с другой стороны – на наших результатах моделирования истории разработки семилукской залежи [29], [31], [100], [117]. Фактические показатели разработки по состоянию на июль 2016 г. и рекомендации проектного документа принимаются за основу, а в качестве их альтернативы рассматриваются наши предложения.

Вариант 1 (базовый, БВ1). Для прогнозных расчетов приняты фактические показатели разработки добывающих и нагнетательных скважин в январе 2016 г. С этими характеристиками скважины работают до 31.12.2031 г.

Результаты моделирования. Суммарный модельный дебит по нефти всех добывающих скважин (в данной работе суммарные показатели приводятся для объекта разработки в целом, включающего семилукскую и саргаевскую залежи) закономерно снижается с 48,5 м³/сут в июле 2015 г. до 26,4 м³/сут в декабре 2030 г. Накопленная добыча нефти за прогнозный период (15,5 лет) составит 206850 м³; накопленная добыча воды – 2711525 м³.

Вариант 2 (проектный, ПВ2). К числу скважин базового варианта добавляются боковые стволы скважин 108s2, 84s2 и 83s2 (далее по тексту и на рисунках к номерам этих скважин добавлены символы «pr»). На модели их эксплуатация начинается, соответственно, 1 января, 1 апреля и 1 июля 2017 г. Начальный дебит всех скважин по жидкости одинаков и равен 70 м³/сут. Он поддерживается постоянным при забойном давлении в скважинах выше 12,5 МПа. При снижении до этой величины проектные добывающие скважины продолжают работать с постоянным забойным давлением 12,5 МПа, а переменным во времени становится дебит скважин по жидкости. Условие поддержания минимального забойного давления на отметке 12,5 МПа распространяется и на скважины действующего фонда. Следует отметить, что при моделировании дополнительного отбора жидкости проектными скважинами соответствующая компенсация путем дополнительной закачки воды в семилукский горизонт не производилась.

Результаты моделирования. Расчетные дебиты проектных добывающих скважин 83s2pr и 84s2pr по нефти очень низкие, а обводненность продукции превышает 95 % практически с самого начала эксплуатации. Накопленная добыча нефти из скважины 83s2pr на 1.01.2031 г. составит 2013 м³; из скважины 84s2pr – 7566 м³. Такие неблагоприятные показатели работы скважин 83s2pr и 84s2pr объясняются тем,

что они, как следует из результатов моделирования, заложены на высоко обводненных участках семилукской залежи (см. рис. 5.1) [29], [31]. Гораздо лучшие показатели имеет скважина 108s2pr (рис. 5.2). Но, как видно из рис. 5.2, и ее показатели можно улучшить, переместив на восток и юг ближе к своду ловушки. Из сравнения результатов расчетов по вариантам БВ1 и ПВ2 следует, что за счет ввода в эксплуатацию 3-х проектных добывающих скважин показатели разработки по залежи в целом улучшаются (рис. 5.3).

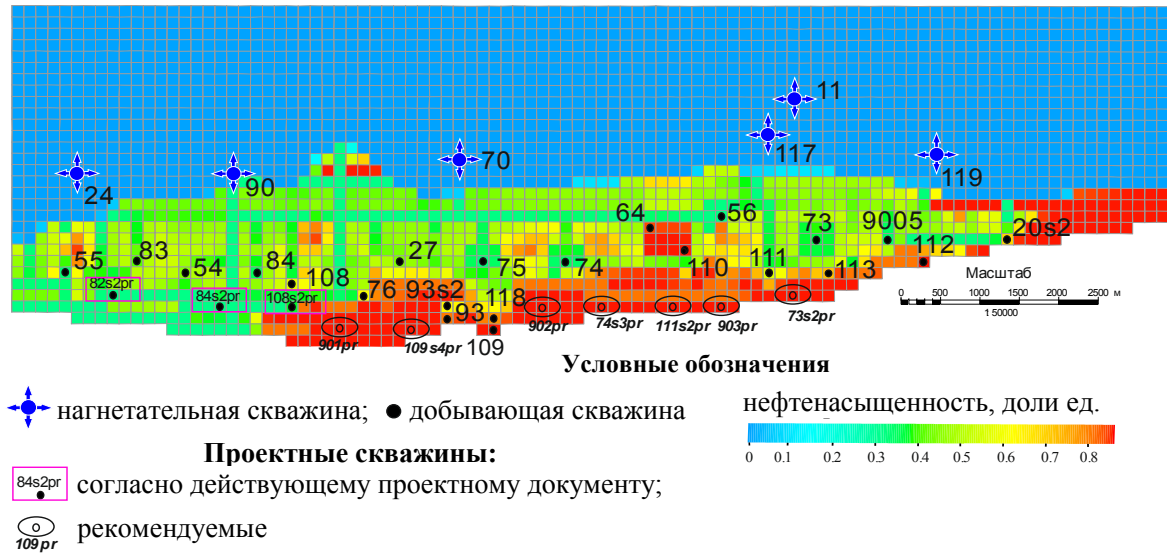


Рис. 5.1. Участок высокой концентрации остаточных запасов нефти (3-й слой в модели), восточная часть семилукской залежи Золотухинского месторождения

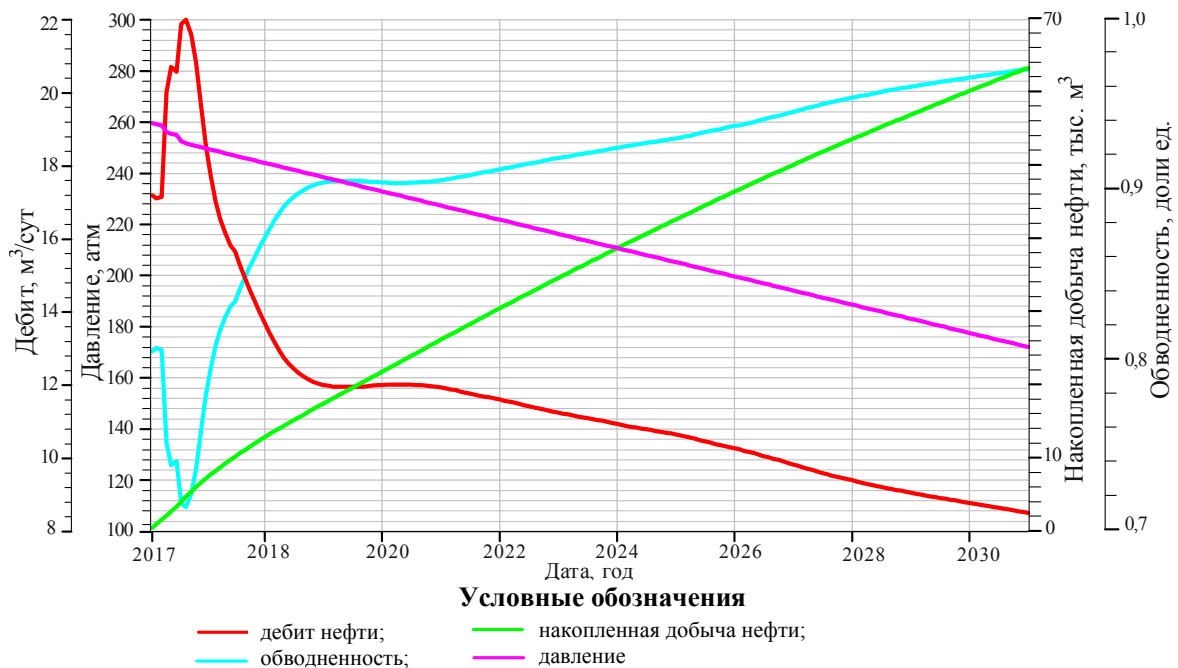


Рис. 5.2. Прогнозные показатели работы проектной добывающей скважины 108s2pr

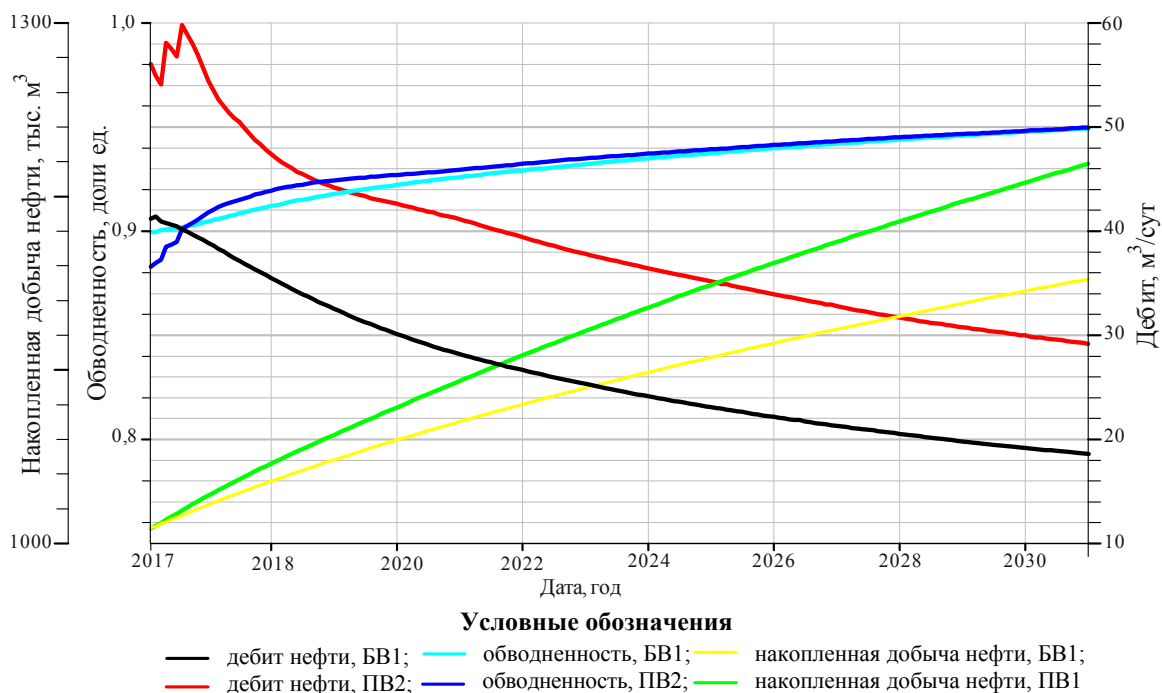


Рис. 5.3. Прогнозные показатели разработки семилукской залежи по вариантам БВ1 и ПВ2

Отмеченное улучшение обеспечивается в основном скважиной 108s2pr, хотя и ее местоположение является не вполне оптимальным.

Проектные скважины следует разместить на участке залежи, где сосредоточен основной объем остаточных извлекаемых запасов. Судя по результатам моделирования, этот участок находится в сводовой части семилукской залежи между скважинами 108 и 112. С учетом возможности бурения боковых стволов рекомендуемым проектным скважинам присвоены номера 73s2pr, 74s3pr и 109s4pr.

Вариант 3 (рекомендуемый, РВ3). В варианте РВ3, по сравнению с вариантом ПВ2, меняется только местоположение проектных скважин и их номера. Остальные расчетные параметры остаются без изменений.

Результаты моделирования. Эксплуатация новых проектных скважин 73s2pr, 74s3pr и 109s4pr начинается с получения практически безводной нефти, суммарный дебит которой равен 210 м³/сут. Однако обводненность продукции быстро растет и уже в конце 2019 г. суммарный дебит 3-х проектных скважин по нефти уменьшится до 29,2 м³/сут (т. е. примерно в 7 раз за 4 года), а к концу 2030 г. – до 13,2 м³/сут (т. е. за последующие 11 лет эксплуатации он уменьшится лишь в 2,2 раза). Параллельно происходит такой же рост обводненности продукции (рис. 5.4). Показатели разработки семилукской залежи в вариантах ПВ2 и РВ3 приведены на рис. 5.5. Поскольку эти варианты различаются только местоположением проектных скважин, то и все различия обусловлены работой только этих скважин. Как видно, новое местоположение проектных скважин обеспечивает резкий рост суммарного дебита по нефти. Но к началу 2022 г. суммарные дебиты по нефти в обоих вариантах выравниваются. Это свидетельствует о том, что к началу 2022 г. наиболее подвижные запасы нефти на участке размещения рекомендуемых проектных скважин 73s2pr, 74s3pr и 109s4pr извлекаются. За счет этих запасов дополнительная добыча нефти с января 2016 г. по декабрь 2022 г. составит 74355 м³.

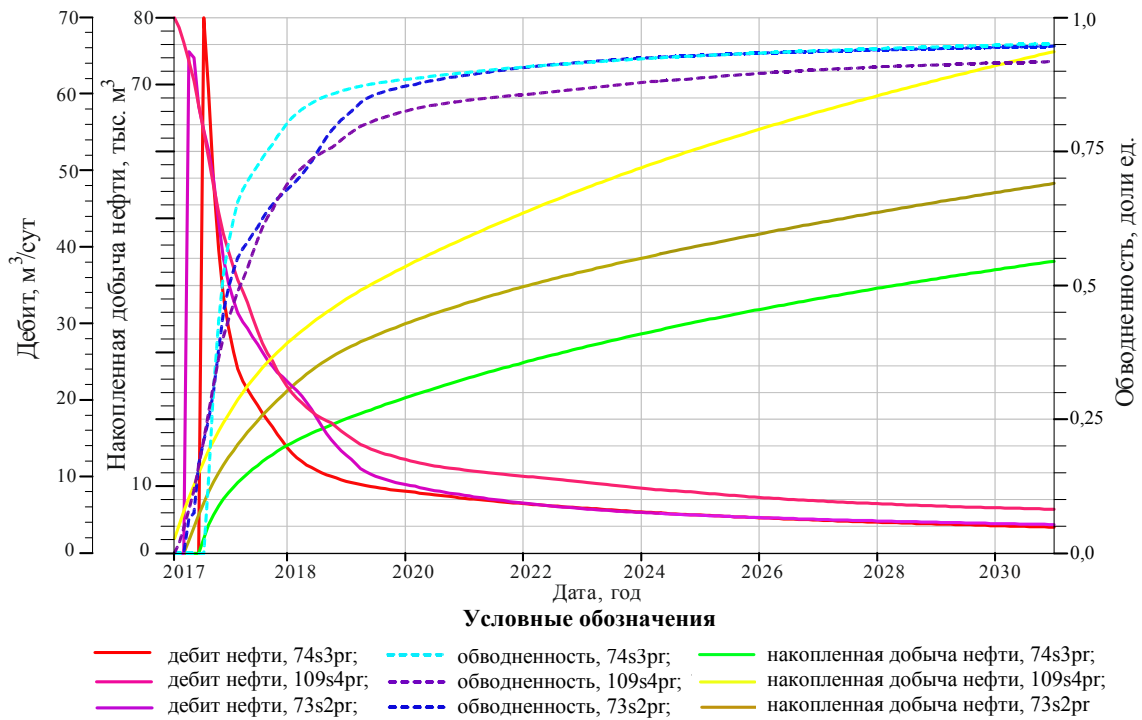


Рис. 5.4. Прогнозные показатели работы проектных добывающих скважин 73s2pr, 74s3pr и 109s4pr

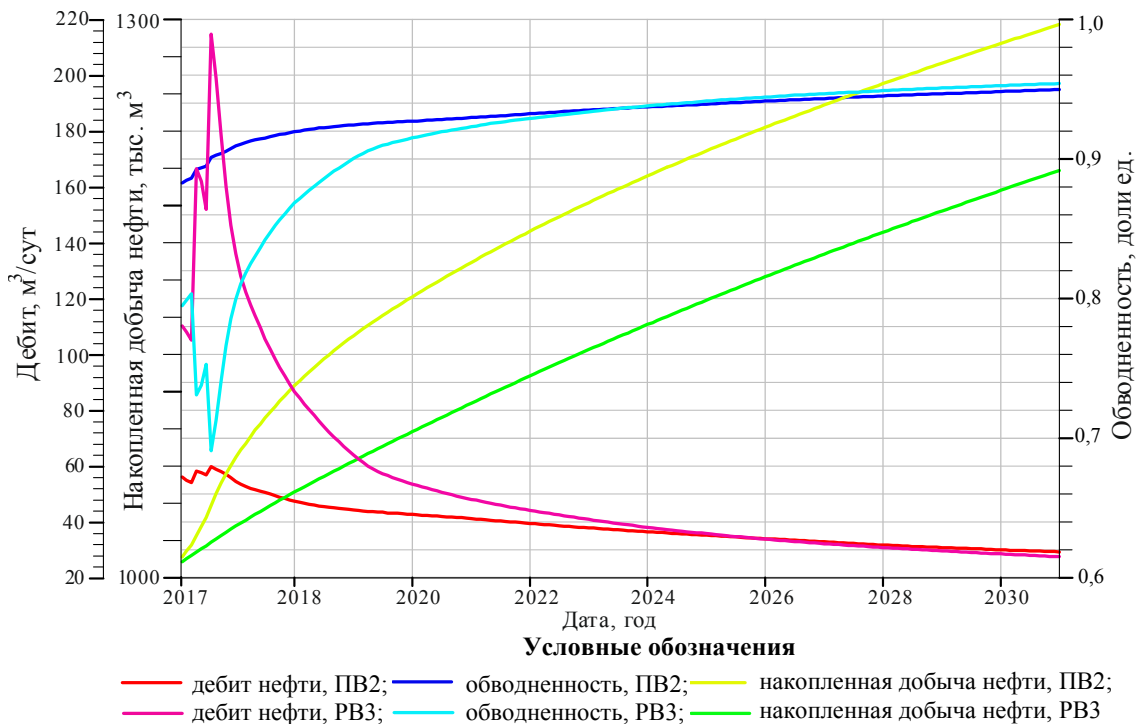


Рис. 5.5. Прогнозные показатели разработки семилукской залежи по вариантам PB2 и PB3

Анализ результатов моделирования по рекомендуемой нами схеме разработки (вариант PB3) показывает, что к концу 2031 г. достаточно полно извлекаются подвижные запасы нефти 3-го слоя, запасы 2-го слоя вырабатываются в гораздо мень-

шей степени, а запасы 1-го слоя, залегающего в кровле залежи, практически не вырабатываются (рис. 5.6). Очевидно, что для выработки остаточных запасов нефти после 2022 г. требуется дальнейший поиск наиболее эффективных решений.

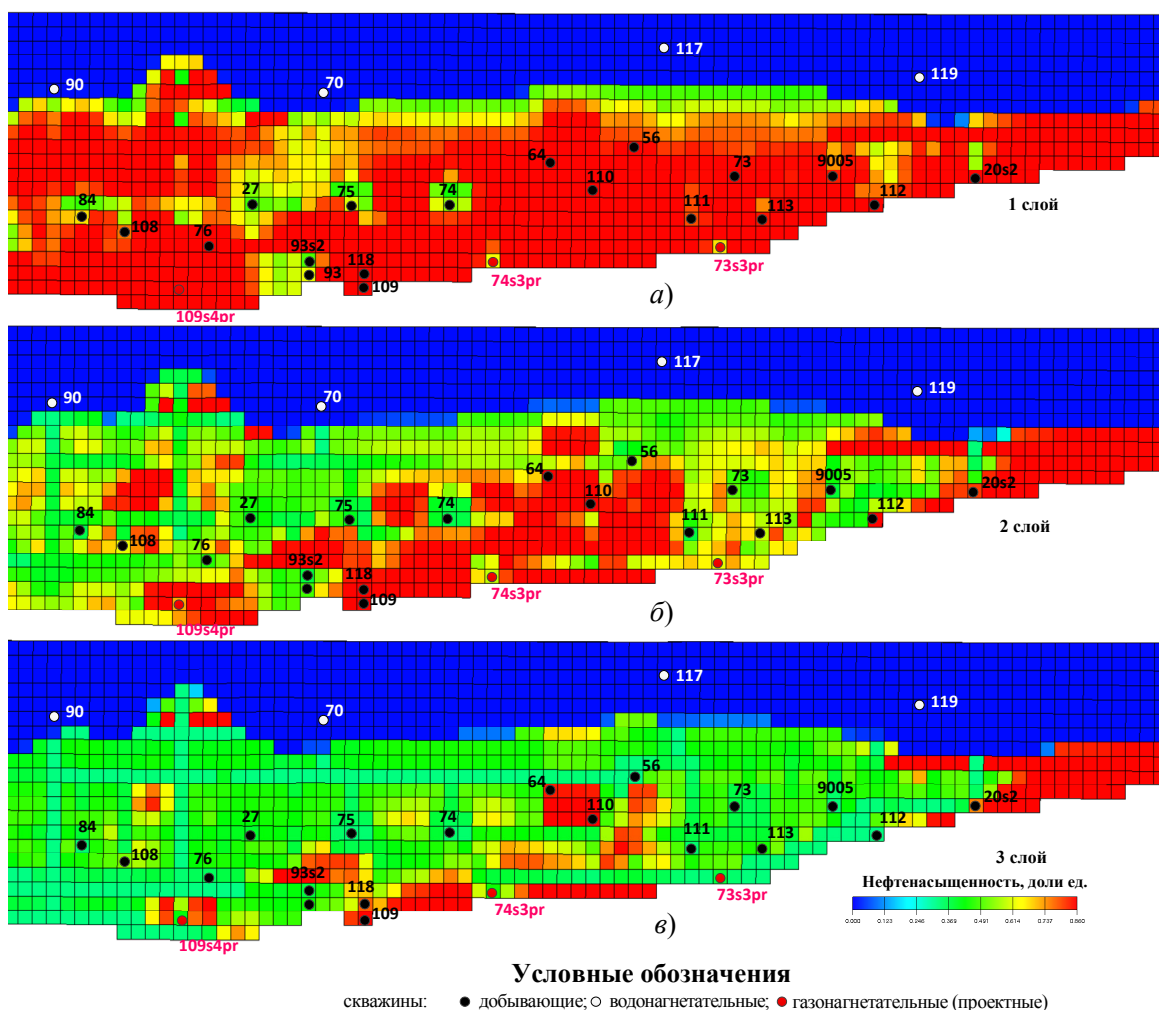


Рис. 5.6. Расчетная нефтенасыщенность 1–3-го слоев (а–в) модели по состоянию на декабрь 2031 г.

5.2. Моделирование форсированного отбора остаточных запасов нефти

Переход к форсированному отбору остаточных запасов нефти может быть востребован при необходимости увеличения достигнутого уровня добычи нефти. Организация форсированного отбора жидкости возможна тремя путями:

- значительное увеличение дебитов действующих скважин (если позволяют фильтрационные свойства дренируемых нефтенасыщенных пород);
- ввод в эксплуатацию новых добывающих скважин;
- увеличение дебитов действующих скважин и параллельное подключение новых добывающих скважин.

Выполненные нами модельные эксперименты, результаты которых приведены в параграфе 5.1, показали, что увеличение дебита действующих и проектных скважин сопровождается ростом их дебита, как по воде, так и по нефти. Но в течение 3–4 лет наибо-

лее подвижные запасы, сосредоточенные в зонах трещиноватости и других высокопроницаемых частях семилукского горизонта, вырабатываются, а в дальнейшем имеет место процесс медленной и длительной сработки запасов нефти, сосредоточенных в основном в слабопроницаемой матрице пласта. С учетом этих результатов рассмотрим возможность форсированного отбора остаточных запасов нефти семилукской залежи Золотухинского месторождения за счет ввода в эксплуатацию новых добывающих скважин.

Вариант Ф04. К трем проектным скважинам 73s2pr, 74s3pr и 109s4pr, которые были рекомендованы нами для строительства с целью освоения извлекаемых запасов нефти в пределах восточной части семилукской залежи Золотухинского месторождения [117], в варианте Ф04 добавляются проектные скважины 901pr и 902pr. Они размещаются в своде залежи, соответственно, в 300 м западнее скважины 109s4pr и в 250 м западнее скважины 74s3pr (рис. 5.1). Рабочие показатели всех проектных скважин одинаковы. Различаются лишь даты их ввода в эксплуатацию. Скважины 73s2pr, 74s3pr, 109s4pr, 901pr и 902pr вступают в работу с интервалом в 3 месяца, соответственно, 1 января, 1 апреля, 1 июля, 1 октября 2016 г. и 1 января 2017 г. Начальный дебит всех проектных скважин по жидкости принят равным $70 \text{ м}^3/\text{сут}$. Он поддерживается постоянным до тех пор, пока забойное давление в скважинах не снизится до 12,5 МПа. При достижении такого давления все действующие и проектные добывающие скважины переходят на режим работы с переменным во времени дебитом по жидкости. Скважины действующего фонда, оборудованные на семилукский и саргаевский горизонты, в течение прогнозного периода работают с постоянными дебитами по жидкости на 01.11.2015 г. При моделировании форсированного отбора жидкости соответствующая компенсация путем дополнительной закачки воды в семилукский горизонт не производится.

Результаты моделирования. Для сравнения на рис. 5.7 представлены прогнозные показатели разработки по вариантам моделирования РВ3 и Ф04. Новые проектные скважины 901pr и 902pr, введенные в добычу 1 октября 2016 г. и 1 января 2017 г., обеспечили прирост суммарного дебита по нефти и соответственное увеличение накопленной добычи. По последнему показателю на 01.01.2020 г., разница составит 23300 м^3 нефти, а на 1 января 2031 г. – 29450 м^3 , т. е. за 4 года (с 01.01.2016 по 01.01.2020 г.) прирост накопленной добычи нефти составит $23300/4 = 5825 \text{ м}^3$ в год, а в последующие 11 лет (с 01.01.2020 по 01.01.2031 г.) – всего лишь $(29450 - 23300)/11 = 559 \text{ м}^3$ в год. Более того, на декабрь 2030 г. вариант РВ3 оказывается даже предпочтительнее по суммарному дебиту скважин по нефти ($33,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ в варианте РВ3 против $32,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ в варианте Ф04).

Вариант Ф05. К проектным скважинам 73s2pr, 74s3pr, 109s4pr, 901pr и 902pr, реализованным в варианте Ф04, добавляются проектные скважины 903pr и 111s2pr (рис. 5.1). Они размещаются в своде залежи между скважинами 74s3pr и 73s2pr примерно на одинаковом расстоянии друг от друга. Рабочие показатели всех проектных скважин одинаковы. Новые проектные скважины вводятся в эксплуатацию с интервалом три месяца, соответственно, 1 апреля и 1 июля 2017 г. Все остальные параметры и условия эксплуатации скважин действующего и проектного фонда остаются без изменений.

Результаты моделирования. На рис. 5.8 для сравнения приведены прогнозные показатели разработки по вариантам моделирования Ф05 и Ф04. Как видно, ввод новых проектных скважин 903pr и 111s2pr повлиял на показатели разработки незначительно. Это объясняется тем, что введены они в эксплуатацию позже предыдущих проектных скважин, когда обводненность залежи возросла, а наиболее подвижные запасы нефти были выработаны. Интересно, что увеличение объема отби-

раемой жидкости мало влияет на обводненность продукции – отношение объема отобранной воды к объему всей жидкости (см. рис. 5.8).

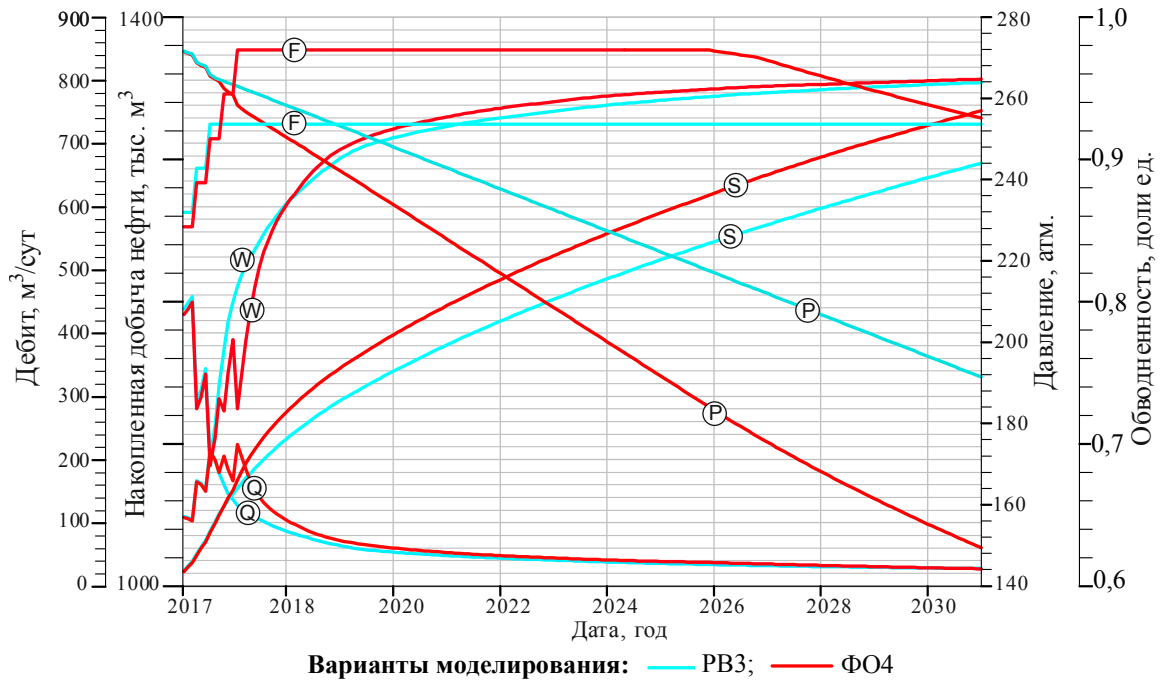


Рис. 5.7. Прогнозные показатели разработки семилукской и саргаевской залежей нефти по вариантам моделирования RB3 и FO4: P – пластовое давление; S – накопленная добыча нефти; W – обводненность продукции; суммарный дебит скважин: Q – по нефти; F – по жидкости

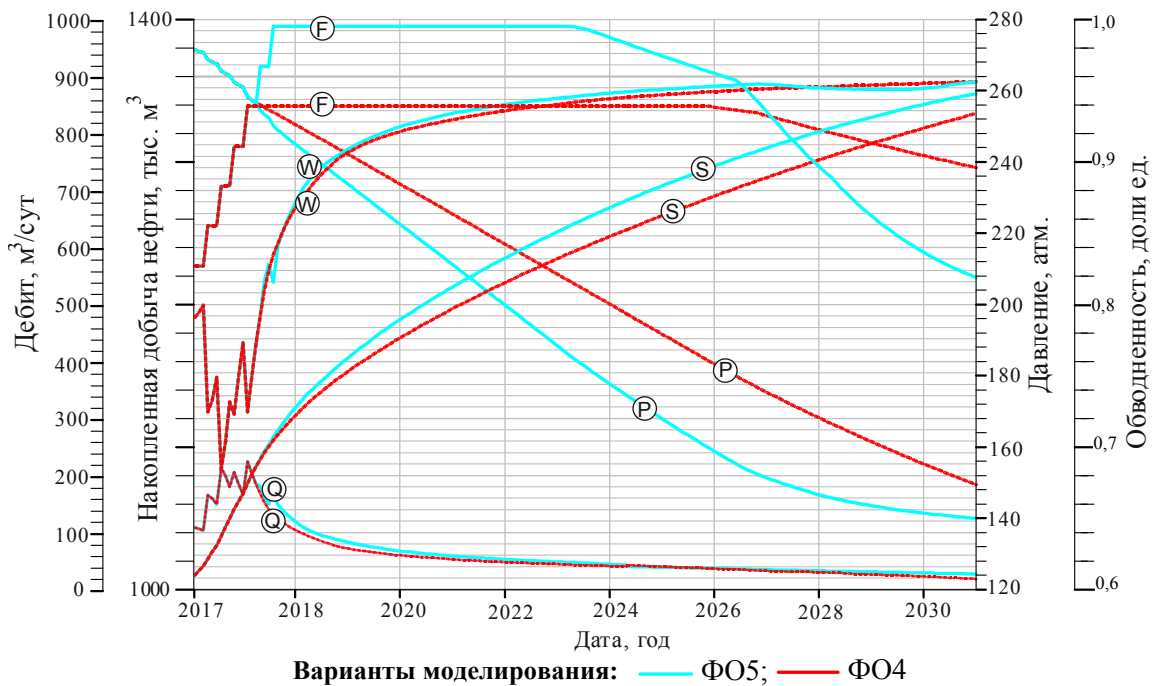


Рис. 5.8. Прогнозные показатели разработки семилукской и саргаевской залежей нефти по вариантам моделирования FO5 и FO4: P – пластовое давление; S – накопленная добыча нефти; W – обводненность продукции; суммарный дебит скважин: Q – по нефти; F – по жидкости

На рис. 5.9 представлены некоторые показатели разработки по всем трем вариантам (РВ3, ФО4 и ФО5). Из этого рисунка видно, что основные изменения в объеме отбираемой жидкости происходят за счет воды. При высокой степени обводнения продукции экономический эффект от наращивания объемов отбираемой жидкости должен подтверждаться соответствующими расчетами по каждой высоко обводненной скважине, так как себестоимость дополнительно добытой нефти должна быть ниже затрат на отбор и утилизацию избыточных объемов воды.

Из рис. 5.9 также хорошо видно, что уже через 3–4 года суммарные дебиты нефти во всех трех вариантах выравниваются. Наиболее подвижные запасы нефти, сосредоточенные в высокопроницаемых зонах пласта, вырабатываются в течение 3–4 лет. В последующие годы, когда основной объем нефти поступает из слабопроницаемой матрицы, суммарный дебит по нефти мало зависит от объемов отбираемой жидкости. Форсированный отбор жидкости не сопровождается ростом темпов вытеснения нефти из слабопроницаемых блоков матрицы, так как за счет быстрого перераспределения пластового давления по высокопроницаемым каналам происходит нивелирование градиентов давлений на внешних границах этих блоков. Подвижные запасы, залегающие в кровле залежи, без специальных методов вытеснения нефти из пород-коллекторов практически не извлекаются. Одним из возможных путей сохранения достигнутых показателей разработки является закачка газа в сводовую часть залежи. В качестве нагнетательных могут быть использованы действующие и проектные скважины после их обводнения. Закачка газа в свод истощенной нефтяной залежи дает возможность забрать находящиеся здесь остаточные запасы нефти, которые практически не извлекаемы при традиционных технологиях разработки из-за большой разницы в плотностях воды и нефти.

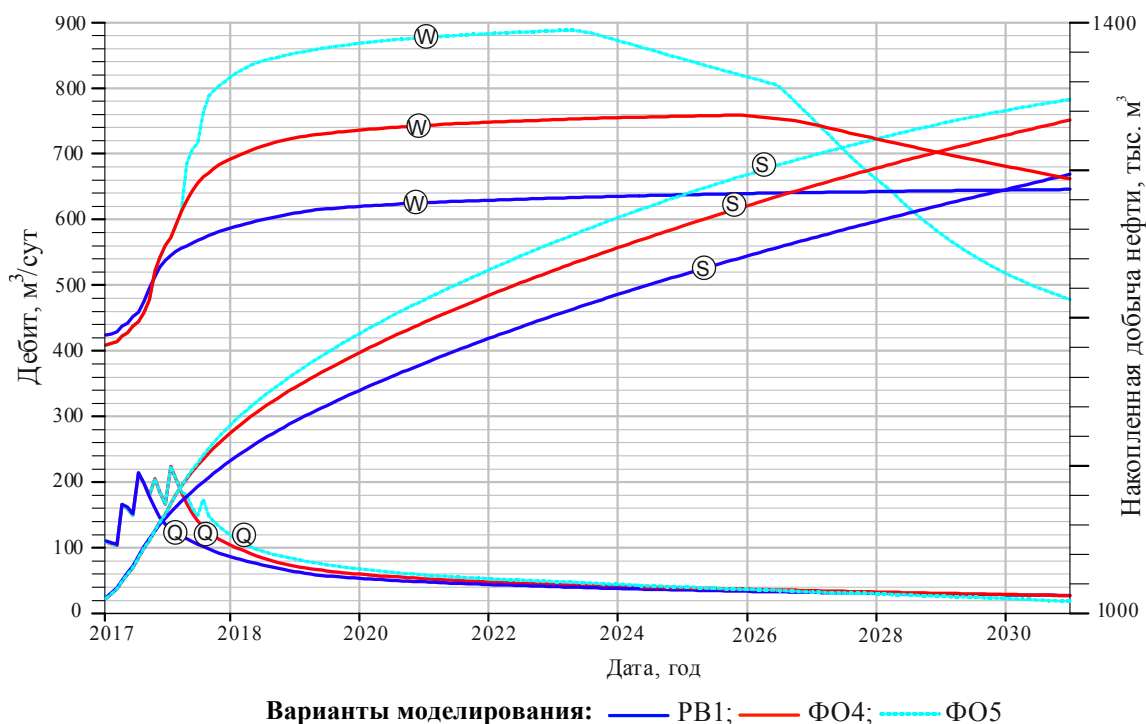


Рис. 5.9. Прогнозные показатели разработки семилукской и саргаевской залежей нефти по вариантам моделирования РВ3, ФО4 и ФО5: S – накопленная добыча нефти, суммарный дебит скважин: Q – по нефти; W – по воде

5.3. Моделирование закачки природного газа

Для корректного моделирования процессов, сопровождаемых интенсивным массообменом между отдельными фазами углеводородной системы, создана композиционная гидродинамическая модель семилукской залежи Золотухинского месторождения [48], [117]. Настройка уравнения состояния сложной углеводородной системы выполнена на основе кубического уравнения состояния «Пенга–Робинсона» третьего порядка [11] Д. С. Митюринчем с использованием пакета «PVTi» фирмы «Schlumberger» [117]. Произведена адаптация композиционной гидродинамической модели за весь период разработки семилукской залежи нефти путем корректировки проницаемости пород-коллекторов [100], [117]. Основные задачи моделирования – изучить влияние закачки газа на режим работы добывающих скважин и условия распространения газа в пласте (во времени, по площади и разрезу).

Применение совмещенной технологии создания подземного хранилища газа с одновременной выработкой остаточных запасов нефти на истощенных месторождениях Республики Беларусь является весьма перспективным сразу по нескольким показателям [19], [33], [48], [97], [117]:

- истощенные залежи нефти представляют собой надежные и хорошо изученные объекты, пригодные для создания ПХГ (имеется надежная крышка; известен объем ловушки, имеется фонд скважин, который может быть использован для целей мониторинга, закачки газа и его извлечения);

- возможен форсированный отбор остаточных запасов нефти (в том числе и трудноизвлекаемых);

- закачка газа в свод истощенной нефтяной залежи дает возможность извлечь находящиеся здесь остаточные запасы нефти, которые практически не извлекаемы при традиционных технологиях разработки из-за большой разницы в плотностях воды и нефти (заводнение, замена заводнения на закачку газа в нагнетательные водяные скважины).

Выполнено моделирование закачки отбензиненного и природного газа в семилукскую залежь через проектные газонагнетательные скважины 73s2pr, 74s3pr, 109s4pr, 111s2pr, 901pr, 902pr, 903pr с суммарным дебитом закачки 154000 м³/сут (в поверхностных условиях) с 01.01.2021 по 01.01.2031 г. при неизменном режиме работы добывающих и нагнетательных скважин действующего фонда в течение всего прогнозного периода.

Вариант ЗГ6. Скважины 73s2pr, 74s3pr, 109s4pr, 111s2pr, 901pr, 902pr, 903pr переводятся в разряд нагнетательных. Дебит закачки каждой из скважин принят равным 22000 м³/сут в поверхностных условиях (80 м³/сут в пластовых условиях). Непрерывная закачка газа осуществляется с 01.01.2021 до 01.01.2031 г. (т. е. в течение десяти лет). За этот период через семь нагнетательных скважин в пласт поступит 562,1 млн м³ газа. Дебит добывающих и нагнетательных скважин действующего фонда, полученный в январе 2016 г., принимается неизменным в течение всего прогнозного периода.

Результаты моделирования. Процесс вытеснения нефти природным газом из присводовой части семилукской залежи Золотухинского месторождения отражен на рис. 5.10–5.12. На этих рисунках отслеживается изменение во времени расчетной водо-, нефте-, и газонасыщенности 1-го слоя (прикровельной части залежи нефти) гидродинамической модели при закачке газа в проектные скважины 73s2pr, 74s3pr, 109s4pr, 111s2pr, 901pr, 902pr, 903pr с суммарным дебитом закачки

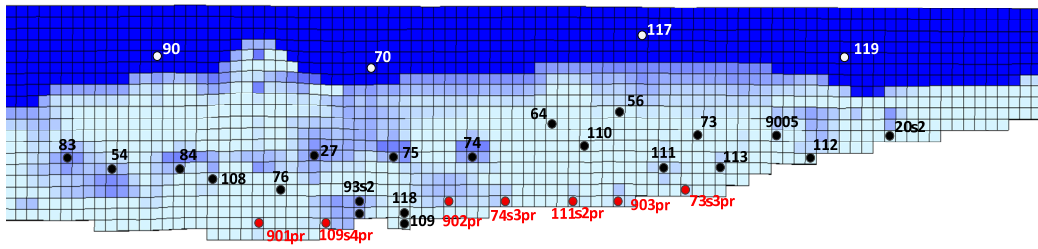
154000 м³/сут (в поверхностных условиях) с 01.01.2021 по 01.01.2031 г. Цветом показана насыщенность расчетных ячеек водой, нефтью и газом в долях единиц. Суммарная насыщенность каждой отдельной ячейки равна единице (100 %). Нефтенасыщенность пород-коллекторов до начала разработки залежи по результатам лабораторных исследований керна составляет 85,9 %, начальная водонасыщенность – 14,1 %. Остаточная нефтенасыщенность после вытеснения из коллектора всей подвижной нефти не превышает 30 %. Текущая нефтенасыщенность варьирует в указанных выше пределах.

При закачке газа в залежь происходит его накопление в пустотном пространстве путем замещения соответствующего объема нефти и воды. Прослеживание динамики этих процессов представляет интерес для обоснования основных принципов выработки остаточных запасов нефти, выбора участка нефтяной залежи для создания подземного хранилища газа, формирования буферного и активного объемов природного газа в хранилище.

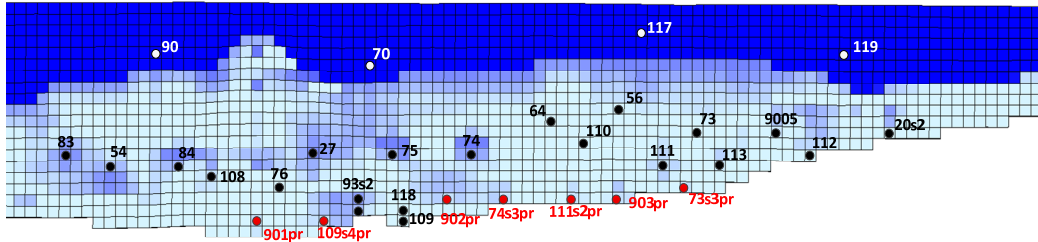
Визуальный анализ (рис. 5.10) показывает, что изменение водонасыщенности 1-го слоя модели за весь расчетный период закачки газа в проектные скважины 73s2pr, 74s3pr, 109s4pr, 111s2pr является несущественным и, следовательно, вода (рассол) не оказывает принципиального влияния на вытеснение нефти из прикровельной части семилукской нефтяной залежи.

Из рис. 5.11, *а* видно, что к началу закачки газа в залежь (январь 2021 г.) доля извлеченных запасов нефти из самой верхней части залежи весьма мала. Лишь на отдельных участках, ограниченных по площади (они представлены на рисунке зеленым цветом), произошло вытеснение нефти пластовыми рассолами или водой, закачиваемой в нагнетательные скважины.

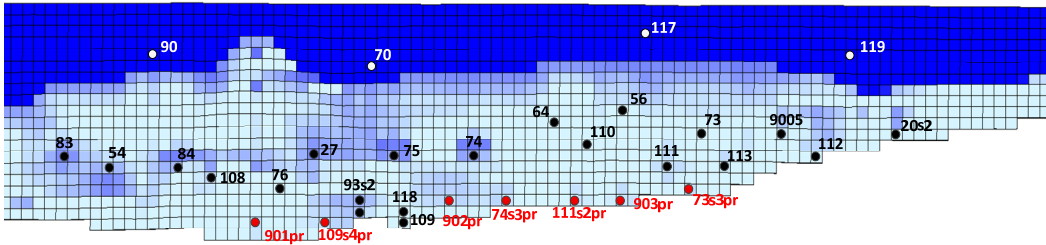
На начало 2022 г. подвижная нефть вытесняется из ячеек, в которых располагаются газонагнетательные скважины, а также из ячеек на участках скважин 76sm, 27sm, 111sm, 113sm, севернее скважины 74sm, вдоль линии скважин 111s2pr–73s2pr (см. рис. 5.11, *б*). Произошло это из-за прорыва сюда закачиваемого газа по высокопроницаемым зонам трещиноватости, что видно из сравнения рис. 5.11, *б* и 5.12, *б*.



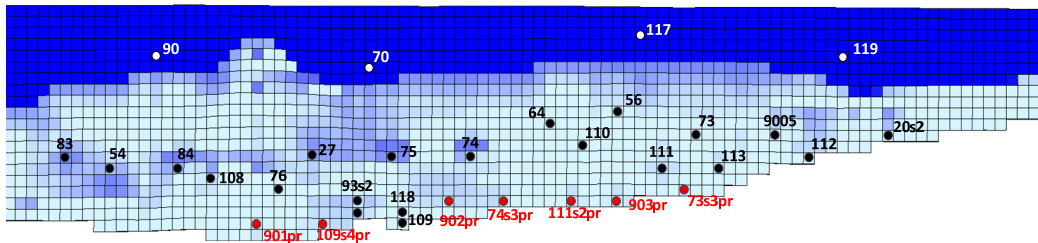
a)



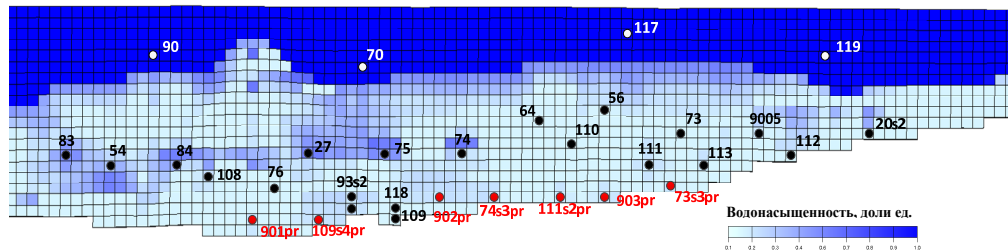
б)



в)



г)



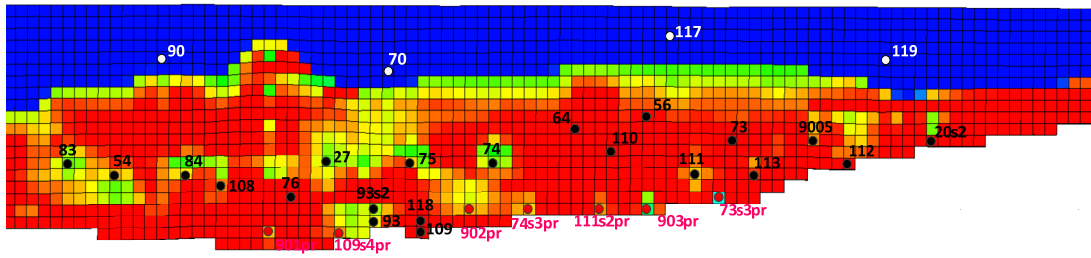
д)

Условные обозначения

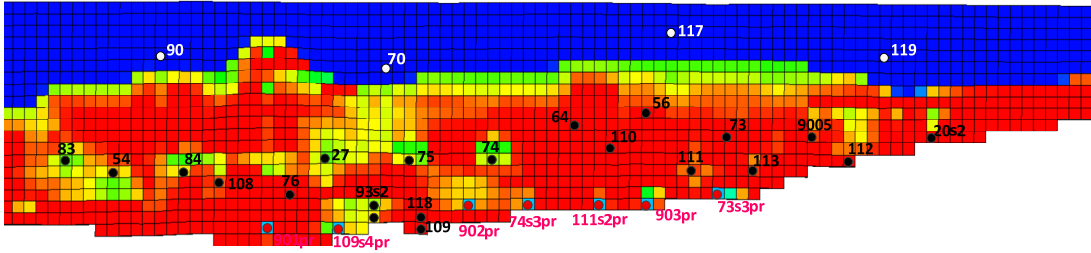
скважины: ● добывающие; ○ водонагнетательные; ● газонагнетательные (проектные)

Рис. 5.10. Изменение расчетной водонасыщенности 1-го слоя модели при закачке газа в проектные скважины:

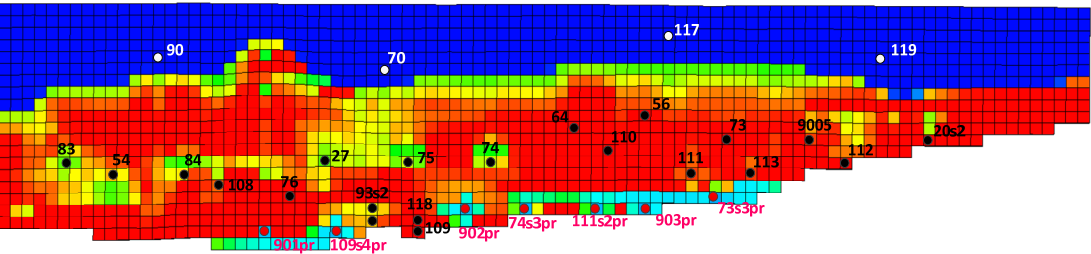
а – на 01.01.2012 г. (до закачки газа); б – на 01.01.2022 г.;
в – на 01.01.2024 г.; г – на 01.01.2026 г.; д – на 01.01.2031 г.



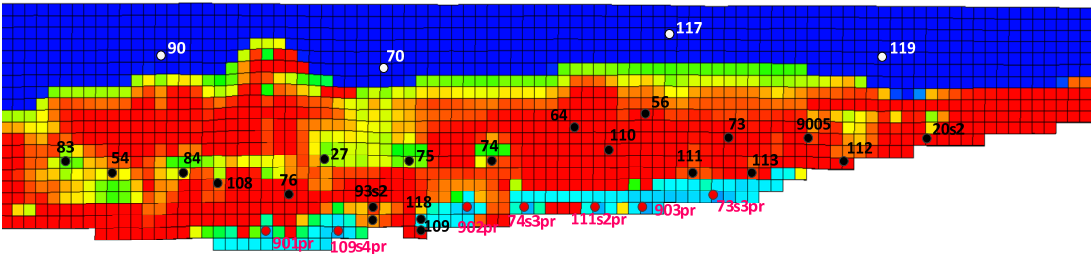
a)



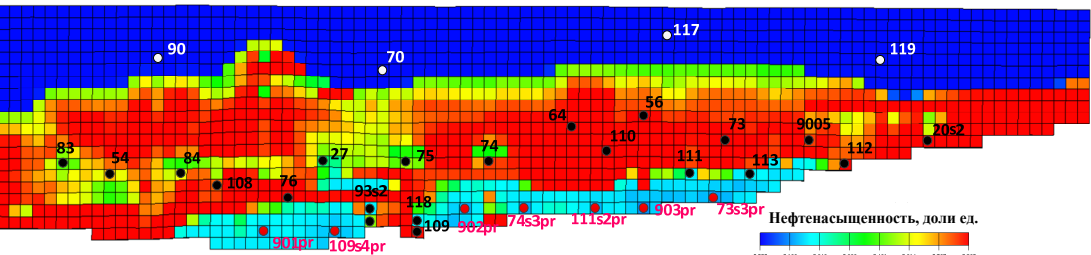
б)



в)



г)

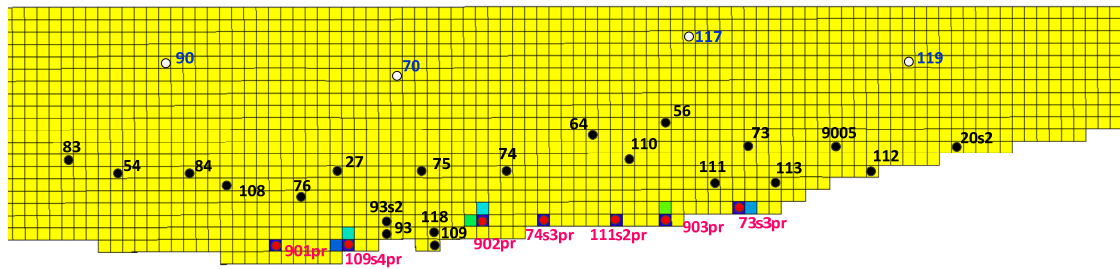


д)

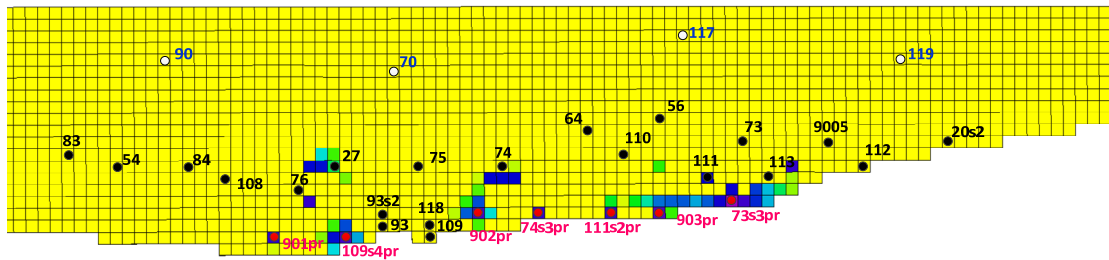
Условные обозначения

скважины: ● добывающие; ○ водонагнетательные; ● газонагнетательные (проектные)

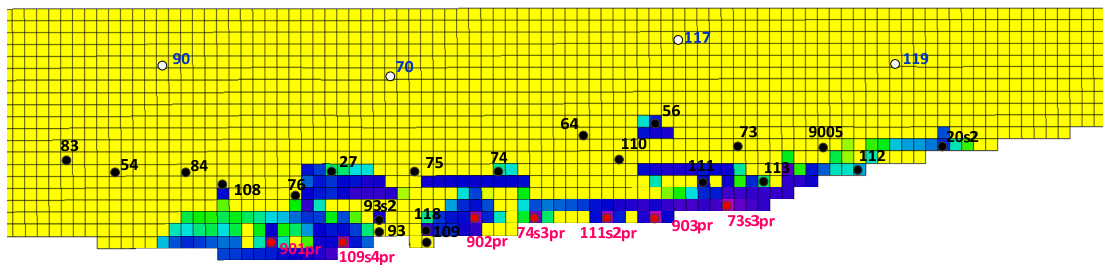
Рис. 5.11. Изменение расчетной нефтенасыщенности 1-го слоя модели при закачке газа в проектные скважины: а – на 01.01.2012 г. (до закачки газа); б – на 01.01.2022 г.; в – на 01.01.2024 г.; г – на 01.01.2026 г.; д – на 01.01.2031 г.



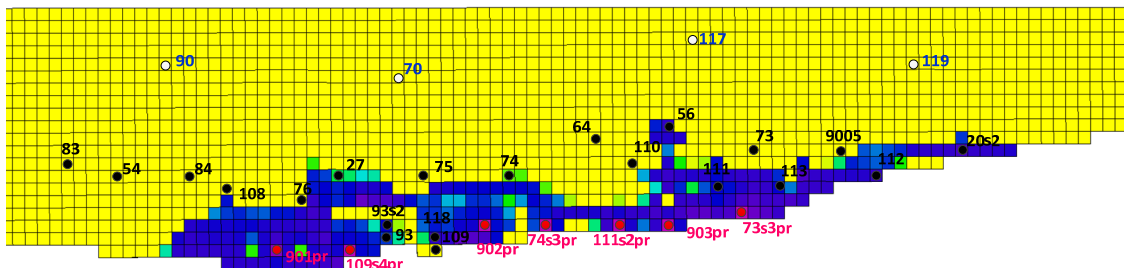
a)



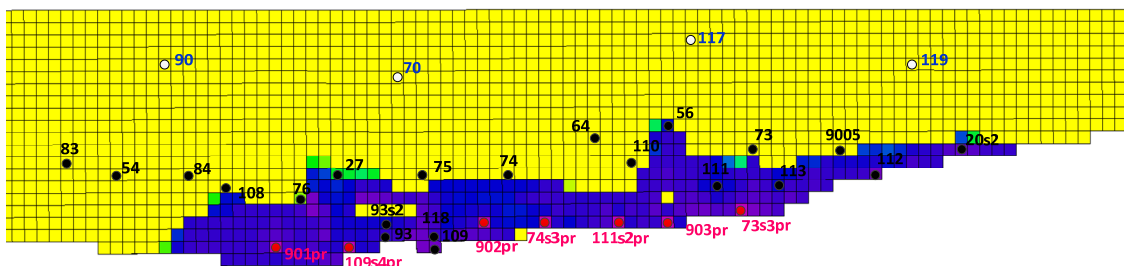
б)



в)



г)



д)

Условные обозначения

скважины: ● добывающие; ○ водонагнетательные; ● газонагнетательные (проектные)

Рис. 5.12. Изменение расчетной газонасыщенности 1-го слоя модели при закачке газа в проектные скважины: а – на 01.01.2012 г. (до закачки газа); б – на 01.01.2022 г.; в – на 01.01.2024 г.; г – на 01.01.2026 г.; д – на 01.01.2031 г.

Из сравнения рис. 5.11, *в–д* и 5.12, *в–д* видно, что процесс вытеснения нефти и ее замещение газом продолжается в течение всего прогнозного периода. На рисунках 5.11, *в* и 5.12, *в* четко прослеживается процесс формирования «газовых языков» по зонам трещиноватости. К началу 2026 г. в сводовой части семилукской залежи происходит создание газовой залежи, в которой доля подвижных запасов нефти весьма мала. С 2026 по 2031 г. идет увеличение объема газовой залежи.

Более полное представление о хронологии и динамике формирования искусственной залежи газа и вытеснения нефти из нефтенасыщенных пород-коллекторов дают рис. 5.13 и 5.14, на которых зафиксированы прогнозные значения нефте- и газонасыщенности в вертикальном разрезе залежи (ось *Z*), включающем расчетные слои модели 1–8. На рис. 5.13 и 5.14 показан блок залежи, ограниченный ячейками 92–140 по оси *X* и ячейкой 25 – по оси *Y*.

В параграфе 5.1 нами отмечалось, что в случае практической реализации варианта разработки РВЗ, рекомендуемого нами, к концу 2030 г. достаточно полно извлекаются подвижные запасы нефти 3-го (рис. 5.6, *а*), 4-го и 5-го расчетных слоев семилукской залежи. Запасы 2-го слоя вырабатываются в гораздо меньшей степени (рис. 5.6, *б*), а запасы 1-го слоя, залегающего в кровле залежи, практически не вырабатываются (рис. 5.6, *в*).

Сформулированный вывод справедлив при заданных граничных и начальных условиях отбора жидкости и без закачки в залежь природного газа.

Закачка газа в залежь по варианту ЗГ6 сопровождается оттеснением остаточных подвижных запасов нефти во 2-м и нижележащих слоях вниз по напластованию пород, т. е. в сторону исходного водонефтяного контакта. Основной объем таких запасов нефти приходится на 2 и 3-й слои. В 4–6-х слоях остаточный объем подвижных запасов минимален. Слои 7 и 8 являются слабопроницаемыми, поэтому они не представляют значимого интереса для дальнейшей разработки залежи. Отмеченные особенности переформирования запасов нефти и закачиваемого природного газа во 2-м и нижележащих расчетных слоях гидродинамической модели семилукской залежи Золотухинского месторождения в течение прогнозного периода отображены на рис. 5.15–5.19.

Приведенные выше материалы и их анализ показывают, что при суммарной закачке природного газа в объеме 154000 м³/сут (в поверхностных условиях) определяющими факторами его распределения по площади и разрезу залежи являются проницаемость пласта, градиент давления между зонами нагнетания и вытеснения, вязкость газа, воды и нефти. Расслаивание по вертикали за счет разности плотностей газа, воды и нефти визуально не прослеживается.

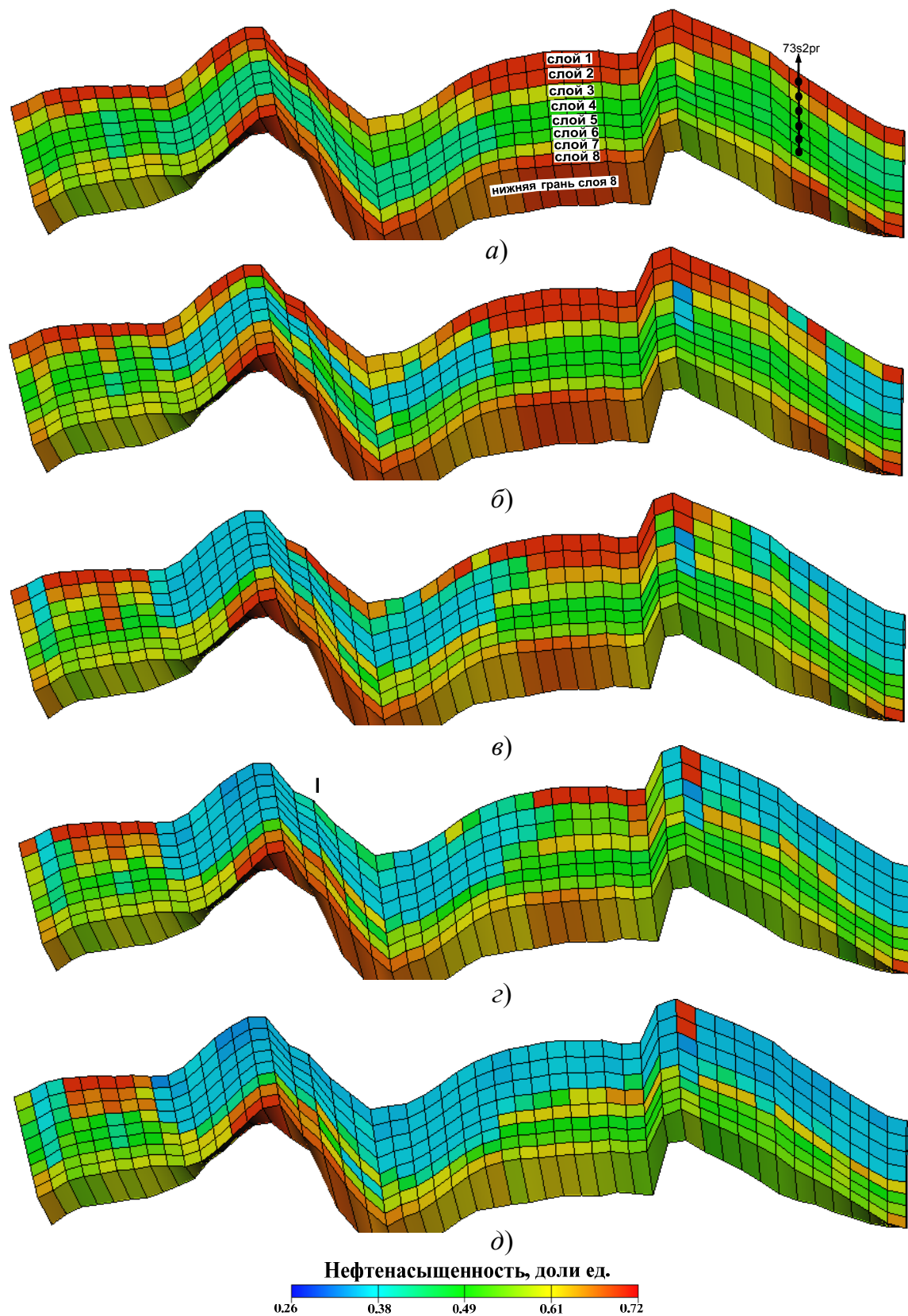


Рис. 5.13. Изменение расчетной нефтенасыщенности в вертикальном разрезе залежи
 вдоль линии Малодушинского разлома при закачке газа в проектные скважины:
 а – на 01.01.2012 г. (до закачки газа); б – на 01.01.2022 г.;
 в – на 01.01.2024 г.; г – на 01.01.2026 г.; д – на 01.01.2031 г.

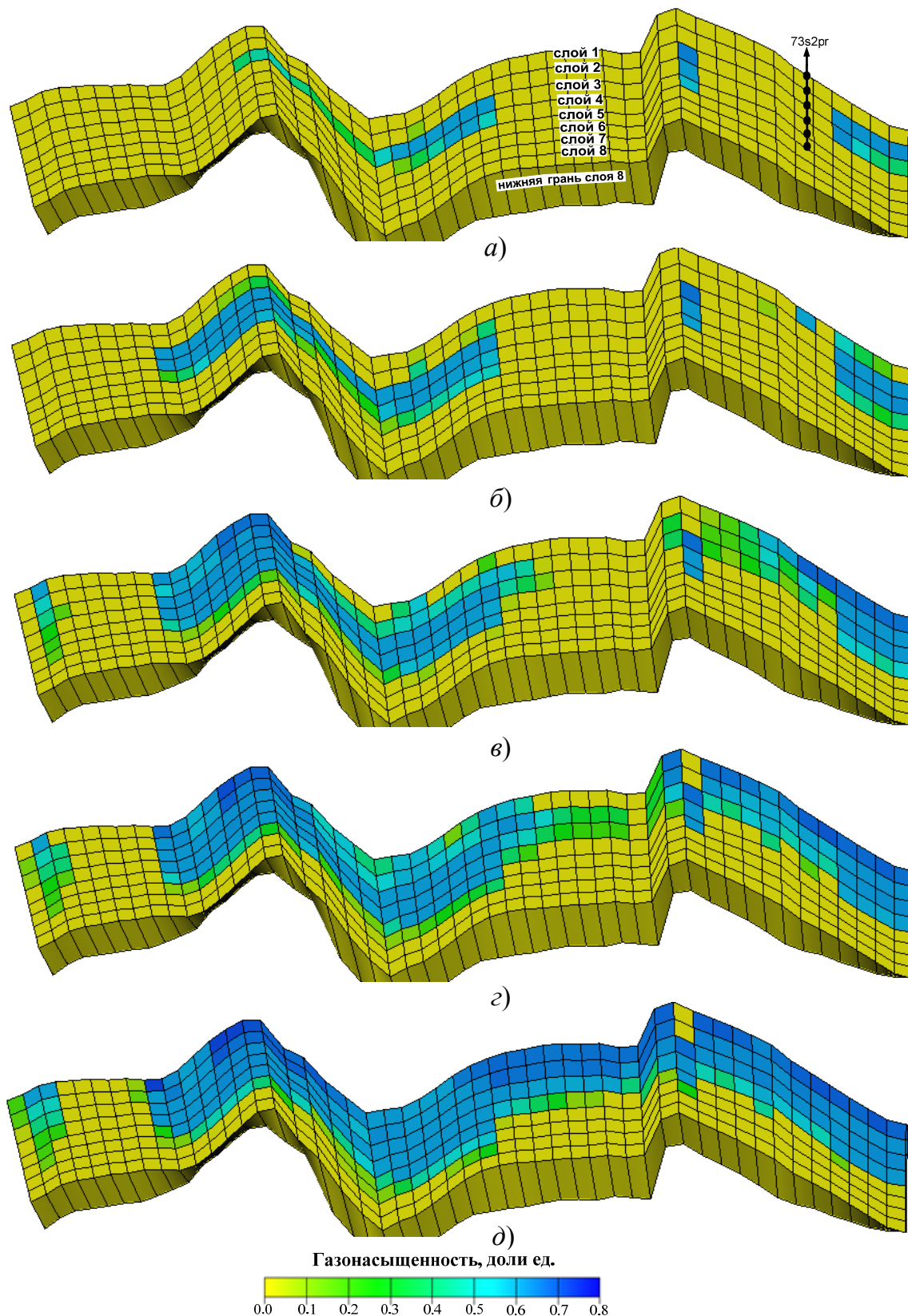


Рис. 5.14. Изменение расчетной газонасыщенности в вертикальном разрезе залежи вдоль линии Малодушинского разлома при закачке газа в проектные скважины: а – на 01.01.2012 г. (до закачки газа); б – на 01.01.2022 г.; в – на 01.01.2024 г.; г – на 01.01.2026 г.; д – на 01.01.2031 г.

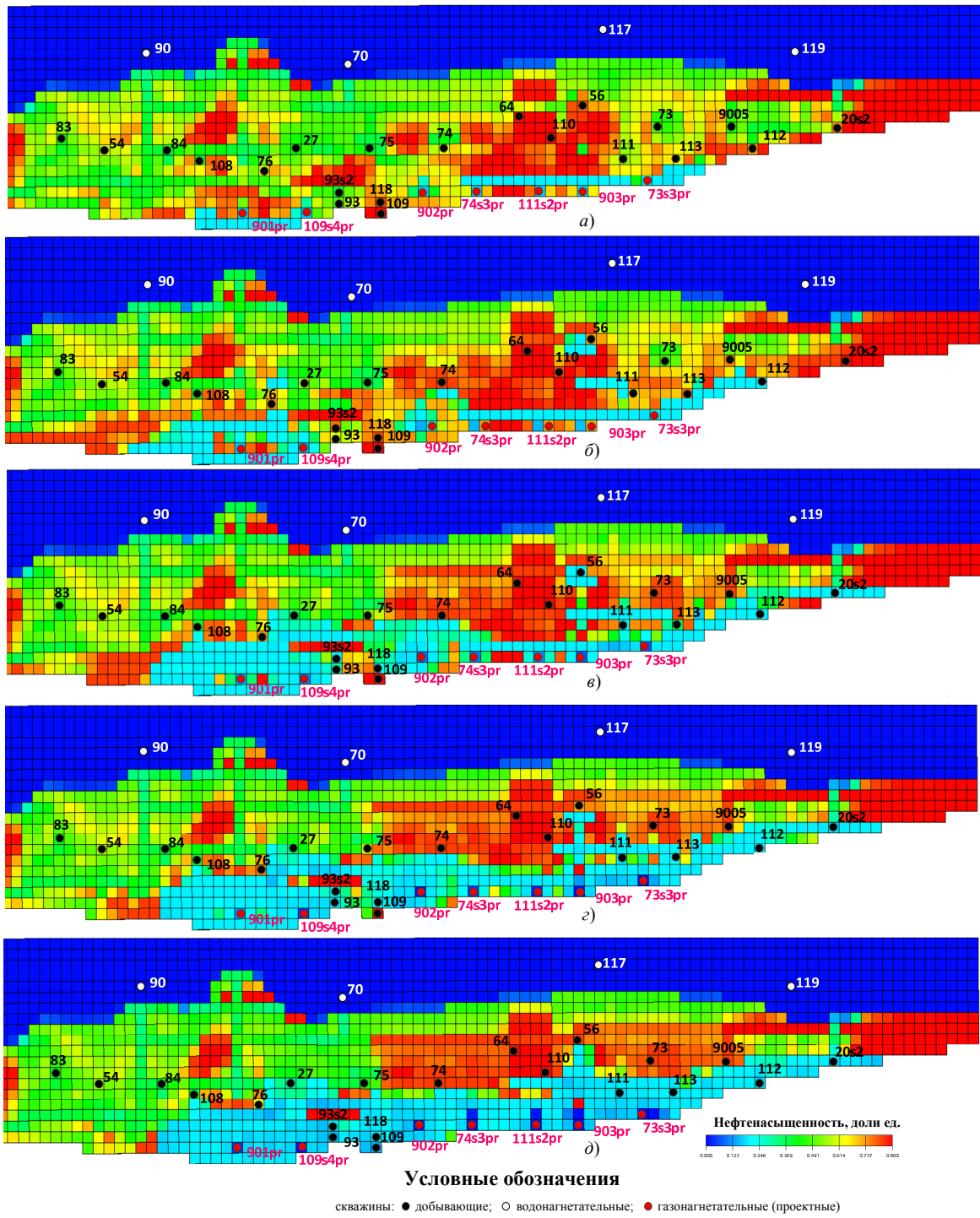
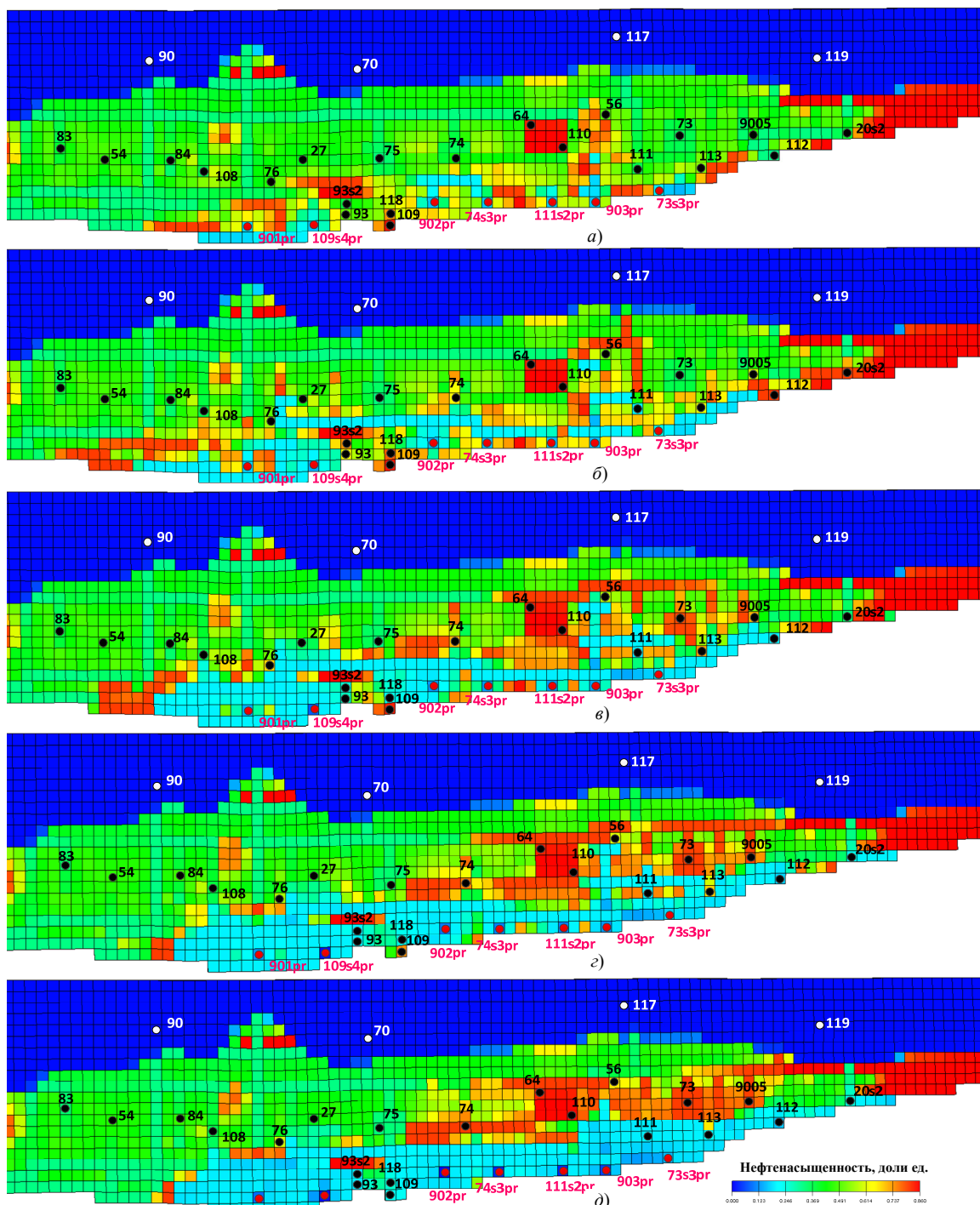


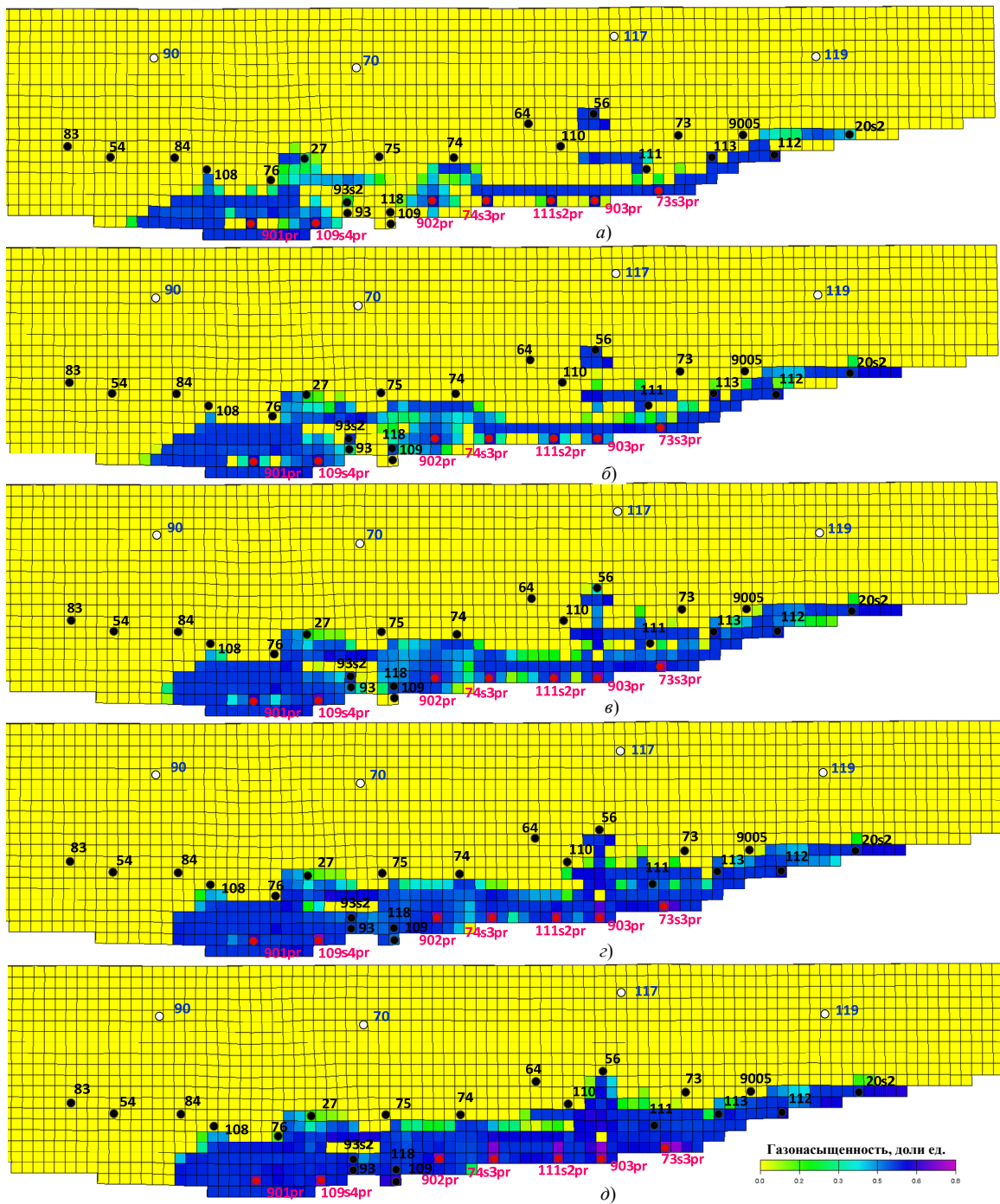
Рис. 5.15. Изменение расчетной нефтенасыщенности 2-го слоя модели при закачке газа в проектные скважины: а – на 01.01.2012 г. (до закачки газа); б – на 01.01.2022 г.; в – на 01.01.2024 г.; г – на 01.01.2026 г.; д – на 01.01.2031 г.



Условные обозначения

скважины: ● добывающие; ○ водонагнетательные; ● газонагнетательные (проектные)

Рис. 5.16. Изменение расчетной нефтенасыщенности 3-го слоя модели при закачке газа в проектные скважины: а – на 01.01.2012 г. (до закачки газа); б – на 01.01.2022 г.; в – на 01.01.2024 г.; г – на 01.01.2026 г.; д – на 01.01.2031 г.



Условные обозначения

скважины: ● добывающие; ○ водонагнетательные; ● газонагнетательные (проектные)

Рис. 5.17. Изменение расчетной газонасыщенности 2-го слоя модели при закачке газа в проектные скважины: а – на 01.01.2012 г. (до закачки газа); б – на 01.01.2022 г.; в – на 01.01.2024 г.; з – на 01.01.2026 г.; д – на 01.01.2031 г.

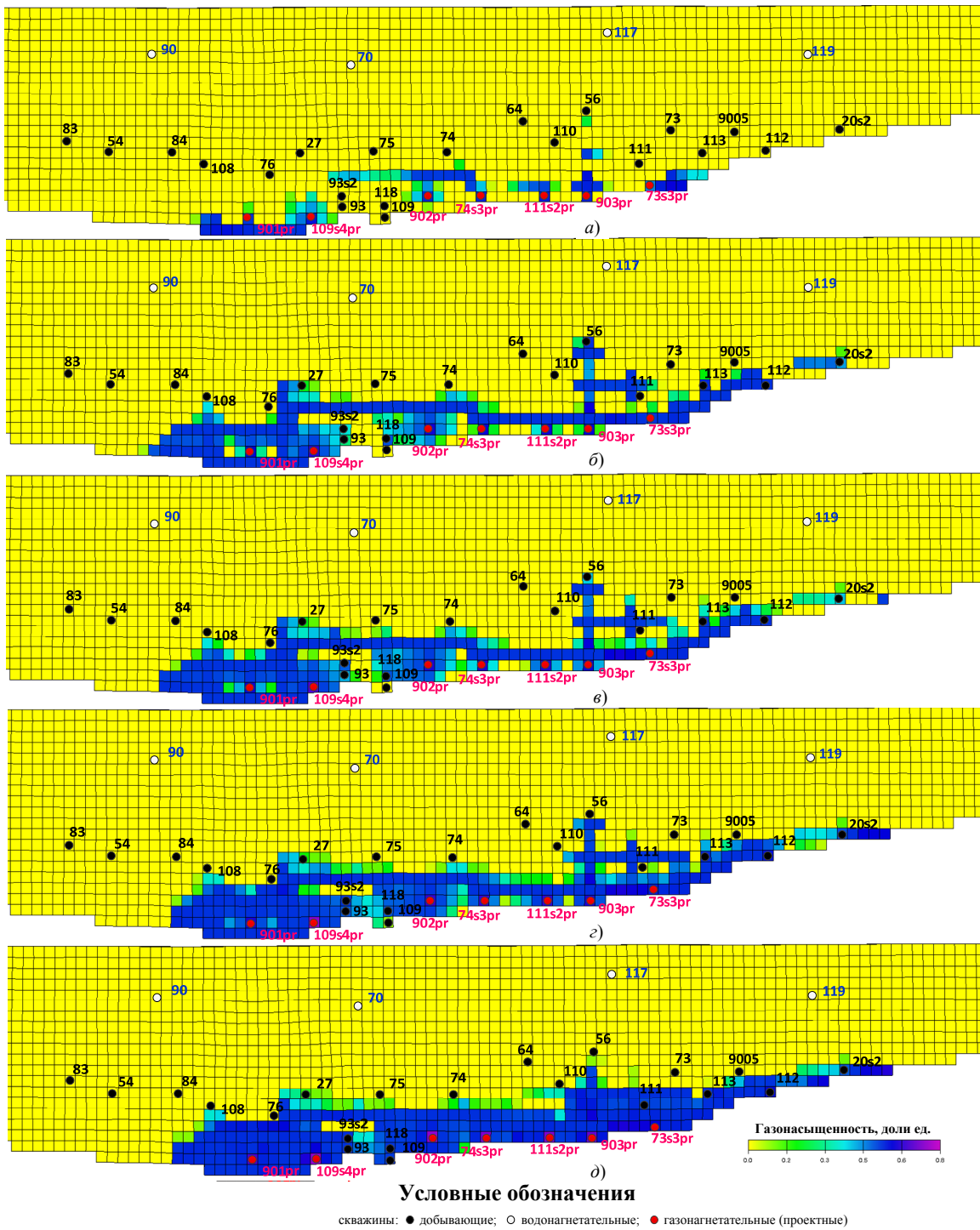


Рис. 5.18. Изменение расчетной газонасыщенности 3-го слоя модели при закачке газа в проектные скважины: а – на 01.01.2012 г. (до закачки газа); б – на 01.01.2022 г.; в – на 01.01.2024 г.; г – на 01.01.2026 г.; д – на 01.01.2031 г.

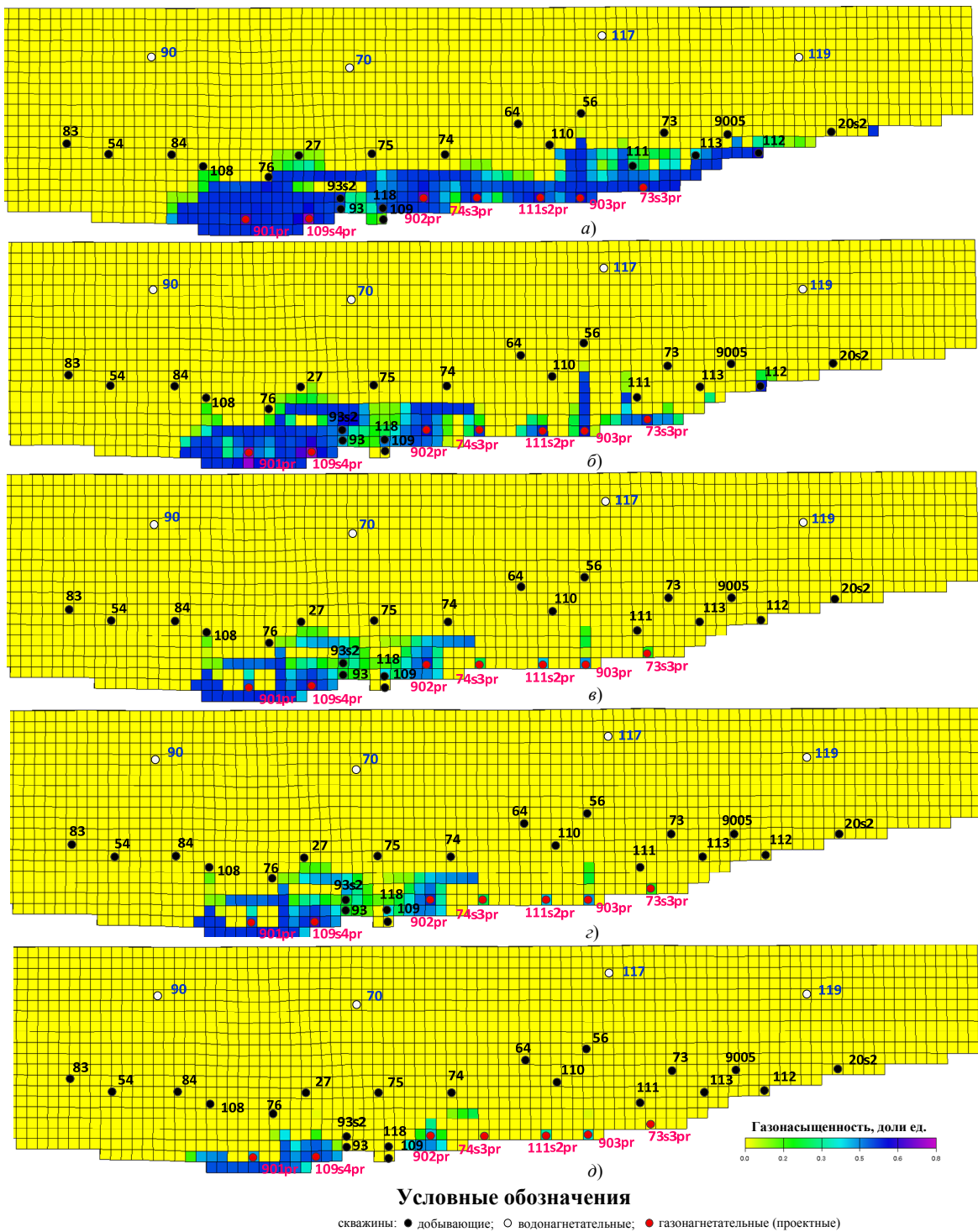


Рис. 5.19. Изменение расчетной газонасыщенности слоев 4–8 (а–д) на 2031 г. при закачке газа в проектные скважины

Продолжение эксплуатации семилукской залежи нефти Золотухинского месторождения одновременно с закачкой природного газа в проектные скважины 73s2pr, 74s3pr, 109s4pr, 111s2pr, 901pr, 902pr, 903pr с 1.01.2021 до 1.01.2031 года сопровождается значительной трансформацией основных показателей разработки добывающих скважин, попадающих в зону влияния системы нагнетательных скважин. На дату перевода проектных добывающих скважин 73s2pr, 74s3pr, 109s4pr, 111s2pr,

901pr, 902pr, 903pr в разряд газонагнетательных их промысловые показатели можно считать удовлетворительными (табл. 5.1).

Таблица 5.1

Прогнозные показатели разработки проектных добывающих скважин на 01.01.2021 г., полученные по результатам моделирования

Номер скважин	Дебит скважины, м ³ /сут		Обводненность, доли ед.	P _{заб} , МПа
	по нефти	по воде		
73s2pr	6,77	63,23	0,90	18,37
74s3pr	3,01	66,99	0,96	18,09
109s4pr	8,48	61,52	0,88	14,89
111s2pr	7,06	62,94	0,90	18,01
901pr	3,90	66,10	0,94	19,00
902pr	6,37	63,63	0,91	15,17
903pr	1,37	68,63	0,98	18,08

Лишь у скважины 903pr произошло обводнение продукции до 98 %, а у остальных шести скважин дебит по нефти превышает 3,0 м³/сут, обводненность продукции менее 96 %. Другими словами, возможна дальнейшая работа этих скважин в качестве добывающих. Их перевод под нагнетание природного газа приводит к резкому сокращению суммарного дебита добывающих и проектных скважин по нефти. Но этот период весьма кратковременный. Уже через семь месяцев (в сентябре 2021 г.) суммарный дебит по нефти добывающих скважин из числа действующего фонда начинает быстро расти и в апреле 2022 г. достигнет 135 м³/сут (рис. 5.20). Этот рост обеспечивается, в основном, скважинами 108sm, 118sm, 20s2sm и 27sm (рис. 5.21) за счет снижения степени обводнения их продукции (см. рис. 5.20 и 5.22), так как весь прогнозный период они работают с постоянными дебитами по жидкости. Уменьшение обводненности продукции скважин объясняется значительным снижением относительной фазовой проницаемости по воде обводнившихся высоко проницаемых зон пласта, в которые произошло внедрение газа.

Вариант ЗГ6Д. Производится закачка газа согласно варианту ЗГ6, а с января 2023 г. восстановятся скважины 56sm, 73sm, 74sm и 9005sm. Для упрощения расчетов все они вступают в разработку одновременно – с дебитом по жидкости 15 м³/сутки каждая. Отбор жидкости ведется из средней, наиболее проницаемой части семилукского горизонта (расчетные слои 3–5). Имеется в виду, что при оптимальном режиме работы добывающих и нагнетательных скважин газ будет локализоваться в сводовой части залежи (в основном расчетные слои 1 и 2); нефть – в средней части пласта (в основном расчетные слои 3–5), а вода – в нижней части пласта (в основном расчетные слои 6–8). Оптимизация режима работы этих скважин может быть легко уточнена и детализирована по результатам моделирования закачки газа в варианте ЗГ6.

Результаты моделирования. Динамика дебита скважин 56sm, 73sm, 74sm и 9005sm по нефти приведена на рис. 5.23. В результате подключения к разработке залежи скважин 56sm, 73sm, 74sm и 9005sm суммарный дебит по нефти возрастет с 136,0 м³/сут в мае 2022 г. до 143,0 м³/сут в апреле 2023 г. Накопленная добыча нефти на конец 2030 г. увеличится с 1681030 до 1724430 м³, т. е. на 43400 м³.

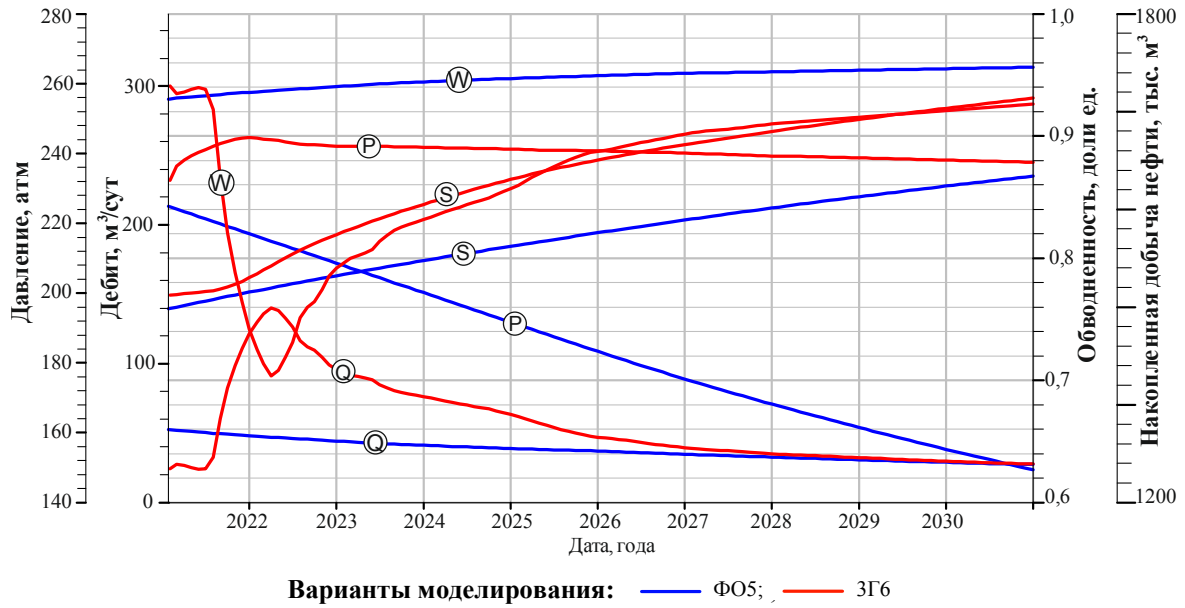


Рис. 5.20. Прогнозные показатели разработки семилукской залежи нефти по вариантам моделирования FO5 и ЗГ6:
P – пластовое давление; *S* – накопленная добыча нефти; *Q* – дебит скважин по нефти; *W* – обводненность продукции

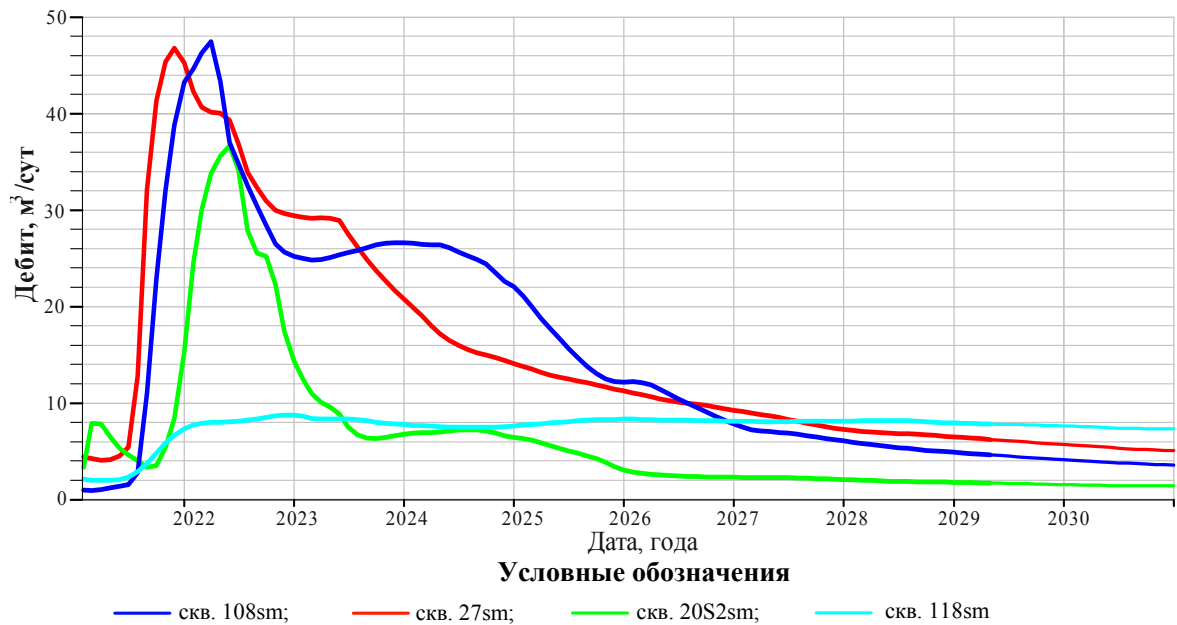


Рис. 5.21. Прогнозные дебиты скважин 108sm, 118sm, 20s2sm и 27sm по нефти при закачке природного газа в залежь с 01.01.2021 по 01.01.2031 г.

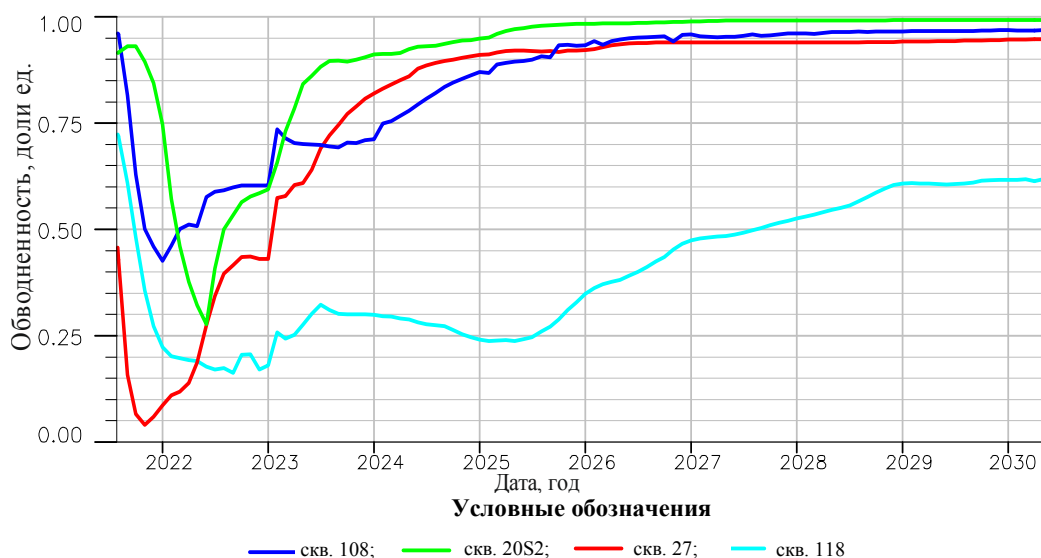


Рис. 5.22. Прогнозная обводненность продукции скважин 108sm, 118sm, 20s2sm и 27sm при закачке природного газа в залежь с 01.01.2021 по 01.01.2031 г.

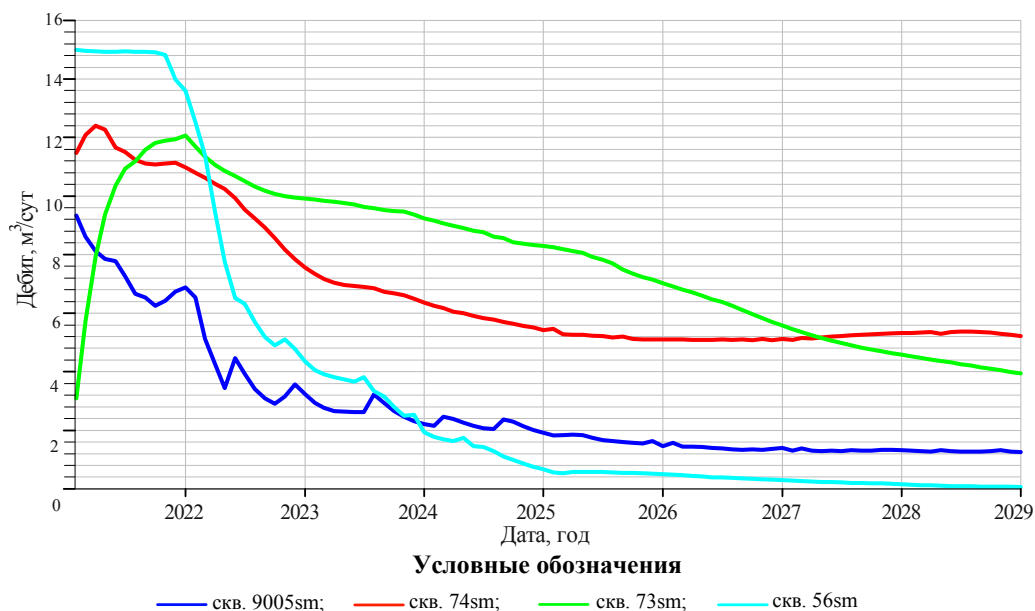


Рис. 5.23. Прогнозные дебиты скважин 9005sm, 74sm, 73sm и 56sm по нефти при закачке природного газа в залежь с 01.01.2021 по 01.01.2031 г.

Закачка газа в залежь сопровождается ростом газонасыщенности нефти и, как следствие, увеличением дебита добывающих скважин по газу. Вариации дебитов скважин по газу весьма велики, что обусловлено влиянием нескольких факторов:

- дебитом самой добывающей скважины по жидкости;
 - величиной проницаемости пласта на участке «линия нагнетания – добывающая скважина»;
 - расстоянием между линией нагнетания и добывающей скважиной;
 - высотным положением интервалов перфорации нагнетательных и добывающих скважин.
- Зная характеристики скважин и параметры пласта, а также управляя темпами закачки газа и отбора жидкости, нетрудно добиться оптимального соотношения дебитов добывающих скважин по жидкости и газу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В монографии на примере Золотухинского и Осташковичского месторождений представлены результаты исследований по геолого-гидродинамическим условиям разработки залежей нефти в засоленных карбонатных коллекторах.

1. Выполнена типизация геолого-гидродинамических условий разработки нефтяных месторождений Припятского прогиба, основанная на количественных взаимосвязях между фильтрационной неоднородностью карбонатного коллектора и пространственной структурой фильтрационного потока. Выделены расчетные схемы, отвечающие наиболее характерным типам фильтрационных обстановок при разработке нефтяных месторождений Припятского прогиба.

Для гетерогенных комплексов упорядоченного строения:

– *схема 1* – изолированный гетерогенный пласт упорядоченного строения, сложенный чередующимися слоями пород с различными фильтрационными свойствами; *подсхема 1.2* – проницаемость пород отдельных слоев имеет близкие значения; *частная подсхема 1.2.1* – проницаемость слоев в направлении нормальном напластованию в 3–10 раз меньше проницаемости слоев вдоль напластования; *частная подсхема 1.2.2* – проницаемость слоев в направлении нормальном напластованию равна нулю; *подсхема 1.3* – соотношение проницаемостей соседних слоев различается значительно.

Для гетерогенных комплексов неупорядоченного строения:

– *схема 2* – изолированный гетерогенный пласт неупорядоченного строения, сложенный однородными трещиновато-пористыми породами; *подсхема 2–1* – слабопроницаемые блоки матрицы с включениями высокопроницаемых блоков и каналов; *подсхема 2–2* – высокопроницаемые блоки матрицы с включениями слабопроницаемых пропластков и линз; *подсхема 2–3* – квазиоднородная система слабопроницаемых блоков, равномерно прорезаемых проводящими каналами – микротрещинами.

2. Впервые построены геолого-гидродинамические модели семилукской залежи нефти Золотухинского месторождения, межсолевой и семилукской залежей нефти Осташковичского месторождения, в которых реализовано изменение проницаемости пород-коллекторов в процессе разработки.

3. Установлено, что причиной лавинообразного обводнения продукции и формирования инверсионного режима эксплуатационных скважин, выражающегося в снижении дебита нефти при постоянном росте объема добываемой жидкости, является значительное увеличение проницаемости пласта, вызванное закачкой пресной воды в залежь и растворением катагенетического галита. Рост неоднородности пласта по фильтрационным свойствам за счет увеличения проницаемости засоленных пород-коллекторов при закачке пресной воды в залежь приводит к непрерывному преобразованию пространственной структуры фильтрационного потока таким образом, что по мере выработки запасов нефти происходит ускорение темпов обводнения продукции и снижение охвата залежи выработкой. Увеличение проницаемости пород-коллекторов семилукской залежи нефти Осташковичского и Золотухинского месторождений в процессе их разработки привело к ускорению обводнения добывающих скважин, что отразилось в снижении текущей величины КИН, соответственно, на 6,8 и 13 %.

4. В процессе решения серии обратных задач по воспроизведению истории разработки семилукских залежей нефти Золотухинского и Осташковичского месторождений впервые произведена типизация и схематизация проницаемости пород-коллекторов. В объеме отложений семилукского горизонта установлены и количественно охарактеризованы три вида фильтрационной неоднородности: 1) линейно-региональные зоны трещиноватости, которые прослеживаются вдоль присводовых

частей залежей нефти; 2) субширотные и субмеридиональные локальные зоны трещиноватости, проявляющие себя между соседними скважинами; 3) фоновая проницаемость матрицы пласта.

5. По результатам моделирования истории разработки межсолевой залежи нефти Осташковичского месторождения подтверждено восходящее движение подошвенных пластовых и закачиваемых вод в залежь, сформировавшееся в результате закачки основных объемов воды в подошвенную водоносную область и сопровождавшееся избирательным растворением катагенетического галита на водонефтяном контакте.

6. В книге приведены доказательства необоснованности широко распространенных представлений о том, что фильтрация жидкости в пласте происходит по наиболее проницаемым каналам, а в слабопроницаемые низкоемкие блоки пород закачиваемая вода практически не поступает, поэтому нефть из них не вытесняется. Анализ результатов моделирования показывает, что упругая емкость слабопроницаемых и низкоемких блоков пород обладает динамичностью. Длительный период разработки нефтяных залежей в совокупности с особенностями строения продуктивных отложений обуславливают существенную значимость фильтрационных процессов с участием слабопроницаемых блоков горных пород.

7. На геолого-гидродинамических моделях выполнены оценки эффективности применения мероприятий, ориентированных на управление структурой фильтрационных потоков. Установлено, что пространственная структура потока практически не деформируется под влиянием техногенного уменьшения проницаемости пласта в призабойной зоне скважины. Объясняется это проявлением масштабных эффектов, вызванных значительными различиями в размерах дренируемой части нефтяной залежи и призабойной зоны с искусственно уменьшенной проницаемостью. Потокоотклоняющие технологии дают эффект в том случае, если расстояние между точкой воздействия на пласт и текущим водонефтяным контактом меньше размеров зоны, в пределах которой произошло существенное уменьшение проницаемости пласта. Применение потокоотклоняющих технологий для повышения нефтеотдачи пласта целесообразно применять после оценки их эффективности на геолого-гидродинамических моделях.

8. Выполнено моделирование различных сценариев выработки остаточных запасов нефти семилукской залежи Золотухинского месторождения. Установлено, что наиболее подвижные запасы нефти, сосредоточенные в высокопроницаемых зонах пласта, вырабатываются в течение 3–4 лет. В последующие годы, когда основным объемом нефти поступает из слабопроницаемой матрицы, суммарный дебит по нефти мало зависит от объемов отбираемой жидкости. Форсированный отбор жидкости не сопровождается ростом темпов вытеснения нефти из слабопроницаемых блоков матрицы, так как за счет быстрого перераспределения пластового давления по высокопроницаемым каналам происходит нивелирование градиентов давлений на внешних границах этих блоков. Подвижные запасы, залегающие в кровле залежи, без специальных методов вытеснения нефти из пород-коллекторов практически не извлекаются.

9. С целью повышения эффективности эксплуатации семилукской залежи Золотухинского месторождения рекомендуется закачка природного газа в свод залежи, которая сопровождается оттеснением остаточных подвижных запасов нефти вниз по напластованию пород к участкам размещения ранее обводнившихся скважин. Восстановление этих скважин обеспечивает увеличение суммарного дебита по нефти и объема накопленной добычи нефти за 15 лет эксплуатации на 204 тыс. т по сравнению с базовым вариантом без закачки газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Азиз, Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари ; пер. с англ. А. В. Королева, В. П. Кестнера ; под ред. М. М. Максимова. – изд. 2-е, стер. – М. ; Ижевск : Ин-т компьютер. исслед., 2004. – 406 с.
2. Анализ и обобщение результатов геологоразведочных работ на площадях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» за 2002 год : отчет о НИР / Произв. объединение «Белоруснефть» ; рук. А. Я. Гарцев. – Гомель, 2003. – 299 с. – № ГР 01-02-6/1.
3. Анализ применения потокоотклоняющих технологий с использованием ПГС РИТИН в 2005 г. и перспективы дальнейшего внедрения / В. Б. Заволожский [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 6. – С. 41–54.
4. Аспекты применения геолого-гидродинамического моделирования для проектирования и мониторинга геолого-технических мероприятий / Р. Н. Мухаметзянов [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2007. – № 10. – С. 86–89.
5. Багринцева, К. И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа / К. И. Багринцева. – М. : Недра, 1977. – 220 с.
6. Багринцева, К. И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа / К. И. Багринцева. – М. : Рос. гос. гуманитар. ун-т, 1999. – 285 с.
7. Баренблатт, Г. И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г. И. Баренблатт, В. М. Ентов, В. М. Рыжик. – М. : Недра, 1984. – 208 с.
8. Басниев, К. С. Нефтегазовая гидромеханика : учеб. пособие / К. С. Басниев, Н. М. Дмитриев, Г. Д. Розенберг ; под ред. С. С. Григоряна. – изд. 2-е, доп. – М. ; Ижевск : Ин-т компьютер. исслед., 2005. – 544 с.
9. Белоновская, Л. Г. Роль трещиноватости в формировании емкостно-фильтрационного пространства сложных коллекторов / Л. Г. Белоновская, М. Х. Булач, Л. П. Гмид // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – № 2. – С. 28–46.
10. Бескопильный, В. Н. Некоторые структурно-тектонические закономерности распространения коллекторов в подсолевых и межсолевых отложениях востока Припятской впадины / В. Н. Бескопильный // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: разведка, бурение, добыча, буровые растворы, цементование, оборудование, экология : сб. науч. тр. / Концерн «Белнефтехим», Произв. объединение «Белоруснефть», БелНИПИнефть. – Гомель, 1997. – Вып. 2. – С. 12–28.
11. Брусиловский, А. И. Метод моделирования PVT-свойств пластовых УВ-смесей при планировании разработки нефтяных месторождений / А. И. Брусиловский, А. Н. Нугаева // Газовая пром-сть. – 2005. – № 7. – С. 41–43.
12. Веселов, В. В. Решение обратных задач геофильтрации на математических моделях гидрогеологических объектов / В. В. Веселов, В. Ю. Паничкин, О. Л. Мирошниченко // Геология Казахстана : сб. тр., посвящ. сессии Междунар. геолог. конгресса (Флоренция, Италия 2004). – МОН РК, Алматы, 2004. – С. 417–426.
13. Владимиров, И. В. Влияние условий применения технологии выравнивания профиля приемистости на эффективность разработки многопластовых объектов / И. В. Владимиров, Р. Р. Варисова, Д. Т. Абилхаиров // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 11. – С. 42–46.
14. Всеволожский, В. А. Подземный сток и водный баланс платформенных структур / В. А. Всеволожский. – М. : Недра, 1983. – 167 с.
15. Гавич, И. К. Гидрогеодинамика : учебник / И. К. Гавич. – М. : Недра, 1988. – 349 с.
16. Гавич, И. К. Теория и практика применения моделирования в гидрогеологии / И. К. Гавич. – М. : Недра, 1980. – 358 с.

17. Газизов, А. А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки / А. А. Газизов. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2002. – 639 с.
18. Газизов, А. Ш. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах / А. Ш. Газизов, А. А. Газизов. – М. : Недра-Бизнесцентр, 1999. – 285 с.
19. Гарецкий, Р. Г. Структуры для подземных хранилищ газа в Припятском прогибе / Р. Г. Гарецкий, В. И. Толстошеев, И. Д. Кудрявец // Докл. Нац. акад. наук Беларуси. – 2008. – Т. 52, № 2. – С. 99–105.
20. Геология Беларуси / А. С. Махнач [и др.] ; под ред. А. С. Махнача [и др.]. – Минск : Ин-т геол. наук НАН Беларуси, 2001. – 814 с.
21. Геологическое строение и нефтегазоносность Осташковичской площади и смежных районов Припятской впадины : отчет по теме В.І.П/33 / Ин-т геол. наук М-ва геологии СССР ; рук. З. А. Горелик. – Минск, 1967. – 508 с.
22. Гидродинамические исследования скважин : учеб. пособие / П. В. Мангазеев [и др.]. – Томск : Изд-во Томск. политехн. ун-та, 2004. – 340 с.
23. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В. В. Муляк [и др.] ; отв. ред.: А. Н. Дмитриевский, В. В. Муляк. – М. : ГЕОС, 2007. – 245 с.
24. Гидрохимическое сопровождение разработки нефтяных месторождений НГДУ «РЕЧИЦАНЕФТЬ» : отчет о выполн. работе по договору 2002.18.2001 / БелНИПИнефть ; отв. исполн. В. Д. Порошин. – Гомель, 2002. – 176 с.
25. Гидрохимическое сопровождение разработки нефтяных месторождений НГДУ «РЕЧИЦАНЕФТЬ» : отчет о выполн. работе по договору 2002.18.2002 / БелНИПИнефть ; отв. исполн. В. Д. Порошин. – Гомель, 2003. – 143 с.
26. Гольдберг, В. М. Проницаемость и фильтрация в глинах / В. М. Гольдберг, Н. П. Скворцов. – М. : Недра, 1986. – 160 с.
27. Городнов, А. В. Определение фильтрационно-емкостных свойств засоленных коллекторов в терригенных отложениях Непского свода Восточной Сибири / А. В. Городнов, В. Н. Черноглазов, О. П. Давыдова // Каротажник. – 2012. – № 12. – С. 26–41.
28. Гримус, С. И. Моделирование фильтрации флюидов в карбонатном коллекторе семилукской залежи Осташковичского месторождения нефти // Природ. ре-сурсы. – 2012. – № 2. – С. 23–29.
29. Гримус, С.И. Моделирование форсированного отбора остаточных запасов нефти семилукской залежи Золотухинского месторождения / С. И. Гримус // Нефть и газ 2016 : сб. тез., Москва, 18–20 апр. 2016 г. / РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина ; редкол.: В. Г. Мартынов [и др.]. – Москва, 2016. – Секц. 2. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин. – С. 54.
30. Гримус, С. И. Модель проницаемости подсолевых отложений Осташковичского месторождения нефти (Припятский прогиб) / С. И. Гримус, А. В. Халецкий // Нефть, газ и бизнес. – 2010. – № 5. – С. 60–64.
31. Гримус, С. И. Особенности локализации остаточных запасов нефти при разработке засоленного карбонатного коллектора семилукской залежи Золотухинского месторождения (Припятский прогиб) / С. И. Гримус, Н. И. Будник // Молодежь в науке – 2014 : прил. к журн. «Вес. Нац. акад. наук Беларуси» : в 5 ч. / Нац. акад. наук Беларуси, Совет молодых ученых НАН Беларуси ; редкол.: С. А. Усанов [и др.]. – Минск, 2015. – Ч. 1. Сер. хим. наук. – С. 58–63.
32. Гримус, С. И. Особенности формирования пространственной структуры фильтрационного потока при вытеснении нефти из засоленного карбонатного кол-

лектора (на примере межсолевой залежи Осташковичского месторождения нефти Беларуси) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9, № 1. – 11 с. – Режим доступа: <http://www.ngtp.ru>

33. Гримус, С. И. Особенности формирования структуры фильтрационного потока в пластовой залежи нефти при водогазовом воздействии / С. И. Гримус // Нефть, газ и бизнес. – 2010. – № 10. – С. 78–82.

34. Гримус, С. И. О проницаемости семилюкских отложений Осташковичского месторождения нефти (Припятский прогиб) / С. И. Гримус, А. В. Халецкий // Літасфера. – 2011. – № 1 (34). – С. 148–153.

35. Гримус, С. И. Пористость межсолевых отложений Осташковичского месторождения нефти (Припятский прогиб) / С. И. Гримус // Літасфера. – 2010. – № 1 (32). – С. 135–140.

36. Гримус, С. И. Типизация геолого-гидродинамических условий формирования пространственной структуры фильтрационного потока при разработке нефтяных месторождений Припятского прогиба / С. И. Гримус // Науки о Земле. Современное состояние : материалы II Всерос. молодеж. науч.-практ. шк.-конф., Геолог. полигон «Шира», Респ. Хакасия, Россия, 31 июля – 7 авг., 2014 г. / Новосиб. гос. ун-т ; Ин-т нефтегаз. геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН ; редкол.: В. А. Верниковский [и др.]. – Новосибирск, 2014. – С. 101–102.

37. Демидович, Л. А. Формирование коллекторов нефтеносных комплексов Припятского прогиба / Л. А. Демидович ; ред.: З. А. Горелик, Г. Э. Прозорович. – Минск : Наука и техника, 1979. – 160 с.

38. Демяненко, Н. А. Текущие приоритеты и стратегия развития поиска и освоения ресурсов углеводородного сырья в Республике Беларусь / Н. А. Демяненко // Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века : материалы междунар. науч.-практ. конф., Речица, 25–27 мая 2011 г. / Произв. объединение «Белоруснефть» ; гл. ред. В. Н. Бескопыльный. – Гомель, 2012. – С. 55–67.

39. Джафаров, И. С. Концепция ОАО «ТНК» в области создания и эксплуатации постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных месторождений / И. С. Джафаров, В. Н. Пьянков // Нефтяное хоз-во. – 2002. – № 6. – С. 23–26.

40. Дзюба, В. И. Гидродинамическое моделирование разработки месторождений углеводородов. Проблемы и перспективы / В. И. Дзюба // Нефтяное хоз-во. – 2007. – № 10. – С. 78–81.

41. Дмитриевский, А. Н. Инновационные подходы в теории и технологиях разработки месторождений углеводородов / А. Н. Дмитриевский, В. М. Максимов, Н. М. Дмитриев // Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов : материалы междунар. науч.-практ. конф., Речица, 23–25 мая 2012 г. / Белоруснефть ; гл. ред. В. Н. Бескопыльный. – Гомель, 2012. – С. 135–150.

42. Достоверная геолого-гидродинамическая модель – основа для эффективного увеличения нефтеотдачи пласта / В. Г. Жогло [и др.] // Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов : материалы междунар. науч.-практ. конф., Речица, 23–25 мая 2012 г. / Респ. унитар. предприятие «Производств. объединение «Белоруснефть» ; редкол.: В. Н. Бескопыльный [и др.]. – Гомель, 2012. – С. 257–266.

43. Дюнин, В. И. Методика изучения глубокого подземного стока / В. И. Дюнин. – М. : Недра, 1985. – 136 с.

44. Емкостные свойства и основные закономерности распространения пород задонского горизонта / И. П. Карасев [и др.] // Формирование и закономерности рас-

пространения пород-коллекторов девонских отложений Припятского прогиба : науч. тр. / Беларус. науч.-исслед. геологоразведоч. ин-т ; науч. ред. И. П. Карасев. – Минск, 1973. – С. 32–55.

45. Жогло, В. Г. Анализ и моделирование разработки Осташковичского месторождения как основа для оптимизации выработки остаточных запасов нефти / В. Г. Жогло, С. И. Гримус // Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века : материалы междунар. науч.-практ. конф., Речица, 25–27 мая 2011 г. / Респ. унитар. предприятие «Производств. объединение «Белоруснефть» ; редкол.: В. Н. Бескопыльный [и др.]. – Гомель, 2012. – С. 424–435.

46. Влияние галитовой минерализации на разработку Березинского месторождения нефти в Припятском прогибе / В. Г. Жогло [и др.] // Природ. ресурсы. – 2015. – № 1. – С. 40–51.

47. Жогло, В. Г. Исследование пространственной структуры фильтрационных потоков разрабатываемых залежей нефти на примере Осташковичского месторождения / В. Г. Жогло, Н. А. Демяненко, С. И. Гримус // Бурение и нефть. – 2011. – № 12. – С. 22–24.

48. Жогло, В. Г. Обоснование повышения нефтеотдачи пласта путем закачки газа в истощенные залежи нефти Припятского прогиба / В. Г. Жогло, А. В. Кудельский, Д. Г. Митюрин // Літасфера. – 2015. – № 2 (43). – С. 127–142.

49. Жогло, В. Г. О причинах засоления пород-коллекторов продуктивных горизонтов Припятской впадины / В. Г. Жогло // Гидрогеология и инженерная геология : межвуз. сб. / Новочерк. политехн. ин-т ; редкол.: А. И. Гавришин (отв. ред.) [и др.]. – Новочеркасск, 1977. – С. 91–97.

50. Закиров, Э. С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа / Э. С. Закиров. – М. : Грааль, 2001. – 303 с.

51. Зуй, В. И. Вопросы моделирования термогидродинамических процессов в залежах высоковязких нефтей при интенсификации их разработки : автореф. дис. ... канд. техн. наук / В. И. Зуй ; Моск. ин-т нефтехим. и газовой пром-сти. – М., 1977. – 24 с.

52. Зуй, В. И. Применение тепловой модели для изучения нестационарной фильтрации жидкостей в пористых коллекторах / В. И. Зуй // Труды / Моск. ин-т нефтехим. и газовой пром-сти. – М., 1977. – Вып. 127. – С. 100–106.

53. Зуй, В. И. Тепловое поле и его связь с глубинными неоднородностями литосферы / В. И. Зуй // Глубинное строение и динамика земных недр территории Белоруссии. – Минск, 1991. – С. 182–196.

54. Зуй, В. И. Тепловое поле платформенного чехла Беларуси / В. И. Зуй ; науч. ред. В. С. Конищев. – Минск : Экономпресс, 2013. – 256 с.

55. Зуй, В. И. Электромоделирование теплопереноса в нефтяном пласте при наличии конвекции / В. И. Зуй // Материалы Всесоюз. совещания «Повышение качества нефти и продуктов ее переработки», Москва, 20–22 дек. 1976 г. / Моск. ин-т нефтехим. и газовой пром-сти. – М., 1977. – С. 118–119.

56. Зуй, В. И. Тепловой режим и нефтеносность Припятского прогиба / В. И. Зуй, Я. Г. Грибик // Геодинамика. Глубинное строение. Тепловое поле земли. Интерпретация геофизических полей : 5-е науч. чт. памяти Ю. П. Булашевича : материалы междунар. науч. конф., 6–10 июля 2009 г. / Рос. акад. наук [и др.]. – Екатеринбург, 2009. – С. 199–203.

57. Изучение геолого-гидрогеологических условий формирования и постседиментационного преобразования коллекторских свойств межсолевых и подсолевых отложений северо-восточной части Припятского прогиба в связи с разработкой неф-

тяных месторождений : отчет о НИР (заключ.) / БелНИПИнефть ; рук. В. Г. Жогло. – Гомель, 2014. – 247 с. – № ГР 20130042.

58. Инженерно-технологический мониторинг процесса фильтрации пластовых флюидов при разработке месторождений и залежей нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» : отчет (заключ.) / БелНИПИнефть ; рук. В. Г. Жогло. – Гомель, 2010. – 562 с.

59. Инженерно-технологическое обеспечение ГТМ РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ» в 2001 г. : отчет / БелНИПИнефть ; рук. Н. А. Демяненко. – Гомель, 2002. – 127 с.

60. Инженерно-технологическое обеспечение ГТМ РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ» в 2002 г. : отчет / БелНИПИнефть ; рук. Н. А. Демяненко. – Гомель, 2002. – 208 с.

61. Инженерно-технологическое обеспечение ГТМ РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ» в 2004 г. : отчет / БелНИПИнефть ; рук. В. Г. Пысенков. – Гомель, 2004. – 275 с.

62. Инженерно-технологическое обеспечение ГТМ РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ» в 2004 г. : отчет / БелНИПИнефть ; рук. В. Г. Пысенков. – Гомель, 2007. – 237 с.

63. Инженерно-технологическое обеспечение ГТМ РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ» : отчет / БелНИПИнефть ; рук. В. Г. Пысенков. – Гомель, 2008. – 197 с.

64. Инженерно-технологическое обеспечение ГТМ РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ» : отчет / БелНИПИнефть ; рук. В. Г. Пысенков. – Гомель, 2009. – 186 с.

65. Инженерно-технологическое обеспечение ГТМ РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ» : отчет / БелНИПИнефть ; рук. В. Г. Пысенков. – Гомель, 2010. – 186 с.

66. Исследование и комплексный анализ геологических, геофизических и промысловых данных и пересчет начальных геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа подсолевых залежей Золотухинского месторождения : отчет о НИР (заключ.) / БелНИПИнефть ; отв. исполн.: С. Н. Лобач, Е. А. Герасимова ; рук.: А. С. Мохорев, Р. Н. Брайчук. – Гомель, 2010. – 892 с.

67. Исследование и комплексный анализ геологических, геофизических и промысловых данных и пересчет начальных геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа подсолевых залежей Осташковичского месторождения : отчет о НИР / БелНИПИнефть ; отв. исполн.: Т. В. Чапковская ; рук. Р. Н. Брайчук. – Гомель, 2008. – 532 с.

68. Ипатов, А. И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов / А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий. – М. : Ин-т компьютер. исслед. ; Ижевск : Регуляр. и хаот. динамика, 2005. – 778 с.

69. Исмагилов, Т. А. Применение потокоотклоняющих технологий с учетом механизма обводнения продуктивных скважин / Т. А. Исмагилов // Нефтяное хоз-во. – 2015. – № 11. – С. 56–59.

70. Исследование процесса рассоления при разработке засоленных терригенных коллекторов Верхнечонского месторождения / И. А. Виноградов [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2013. – № 1. – С. 74–77.

71. Каменский, Г. Н. Движение подземных вод в неоднородных пластах / Г. Н. Каменский, Н. А. Корчебоков, К. И. Разин ; под общ. ред. Г. Н. Каменского. – Л. ; М. : Объедин. науч.-техн. изд-во, 1935. – 167 с.

72. Каневская, Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р. Д. Каневская. – М. ; Ижевск : Ин-т компьютер. исслед., 2003. – 128 с.

73. Карташ, Н. К. Геологическое строение и неоднородность межсолевых отложений Осташковичского месторождения / Н. К. Карташ, В. А. Водопьянов, С. В. Ганжа // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: разведка, бурение, добыча, буровые растворы, цементирование, оборудование, экология : сб. науч. тр. /

Концерн «Белнефтехим», Произв. объединение «Белоруснефть», БелНИПИнефть. – Гомель, 1994. – Вып. 1. – С. 91–111.

74. Ковхуто, А. М. Выделение зон повышенной трещиноватости на основании анализа кривизны поверхности пласта (на примере межсолевых отложений центральной части припятского прогиба) / А. М. Ковхуто, М. Д. Пархомов // Проблемы освоения ресурсов нефти и газа Беларуси и пути их решения : материалы науч.-практ. конф., Гомель, 22–24 мая 2002 г. / Произв. объединение «Белоруснефть» ; гл. ред. В. Н. Бескопыльный. – Гомель, 2003. – С. 275–281.

75. Котяхов, Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф. И. Котяхов. – М. : Недра, 1977. – 287 с.

76. Конищев, В. С. Условия формирования и закономерности распространения коллекторов в карбонатных отложениях прогиба / В. С. Конищев, В. Н. Макаревич, Р. С. Сахибгареев // Нефтеносность Припятского прогиба : сб. науч. тр. / Белорус. науч.-исслед. геолого-разведоч. ин-т ; науч. ред.: И. П. Карасев, С. П. Микуцкий. – Минск, 1975. – С. 146–153.

77. Косентино, Л. Системные подходы к изучению пластов / Л. Косентино ; пер. с англ. И. Ю. Облачко ; науч. ред.: Д. А. Антоненко, В. М. Яценко. – М. ; Ижевск : Ин-т компьютер. исслед. Науч.-исслед. центра «Регуляр. и хаотич. динамика», 2007. – 374 с.

78. Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта в условиях разработки месторождений ОАО «Газпромнефть» / Р. А. Гималетдинов [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2015. – № 5. – С. 78–83.

79. Кричлоу, Г. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования / Г. Кричлоу ; пер. с англ. Я. И. Тетельбаума ; под ред. М. М. Максимова. – М. : Недра, 1979. – 303 с.

80. Крянев, Д. Ю. Состояние и проблемы научного обеспечения методов увеличения нефтеотдачи пластов / Д. Ю. Крянев, С. А. Жданов // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов : материалы III Междунар. науч. симп., 20–21 сент. 2011 г. : в 2 т. / Всерос. нефтегазовый науч.-исслед. ин-т. – М., 2011. – Т. 1. – С. 21–26.

81. Куликов, А. Н. Гидродинамический механизм и принципы моделирования комплексной технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин / А. Н. Куликов // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 10. – С. 18–25.

82. Левашкевич, В. Г. Нелинейные эффекты при фильтрации жидкости в пористой среде / В. Г. Левашкевич ; ред. В. Н. Щелкачев. – Минск : Наука и техника, 1987. – 104 с.

83. Литология и нефтеносность семилукских отложений Припятского прогиба / А. С. Махнач [и др.]. – Минск : Наука и техника, 1971. – 208 с.

84. Лобова, Н. Л. К вопросу выработки запасов залежей семилукского горизонта / Н. Л. Лобова, Е. А. Пинчук, Л. Р. Ершова // Эффективные пути поисков, разведки и разработки залежей нефти Беларуси : материалы науч.-практ. конф., Гомель, 4–6 окт. 2006 г. / Произв. объединение «Белоруснефть» ; под ред. В. Н. Бескопыльного ; науч. ред. В. Д. Порошин. – Гомель, 2007. – С. 317–321.

85. Ломакин, Е. А. Численное моделирование геофильтрации / Е. А. Ломакин, В. А. Мироненко, В. М. Шестаков. – М. : Недра, 1988. – 228 с.

86. Лукнер, Л. Моделирование геофильтрации = Simulation der Geofiltration / Л. Лукнер, В. М. Шестаков. – М. : Недра, 1976. – 407 с.

87. Мандрик, И. Э. О направлениях совершенствования технологий создания и использования геолого-гидродинамических моделей при проектировании и мони-

торинге разработки месторождений ОАО «ЛУКОЙЛ» / И. Э. Мандрик, В. В. Гузеев, В. Р. Сыртланов // Вестн. ЦКР Роснедра. – 2008. – № 4. – С. 8–21.

88. Майер, В. П. Гидродинамическая модель фильтрации нефти, газа и воды в пористой среде / В. П. Майер. – Екатеринбург : Путиведь, 2000. – 207 с.

89. Макарова, Е. С. Основные этапы трехмерного гидродинамического моделирования процессов разработки месторождений природных углеводородов / Е. С. Макарова, Г. Г. Саркисов // Нефтяное хоз-во. – 2001. – № 7. – С. 31–33.

90. Маскет, М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / М. Маскет ; пер. М. А. Геймана. – М. ; Ижевск : Ин-т компьютер. исслед., 2004. – 628 с.

91. Махнач, А. А. Катагенез и подземные воды / А. А. Махнач ; ред. А. В. Кудельский. – Минск : Наука и техника, 1989. – 311 с.

92. Махнач, А. А. Постседиментационные изменения межсолевых девонских отложений Припятского прогиба / А. А. Махнач. – Минск : Наука и техника, 1980. – 200 с.

93. Мироненко, В. А. Динамика подземных вод : учебник / В. А. Мироненко. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Изд-во Моск. гос. гор. ун-та, 1996. – 519 с.

94. Мироненко, В. А. Изучение загрязнения подземных вод в горнодобывающих районах / В. А. Мироненко, Е. В. Мольский, В. Г. Румынин. – Л. : Недра, 1988. – 277 с.

95. Мироненко, В. А. Принципы постановки и решения обратных задач геофильтрации / В. А. Мироненко, В. М. Шестаков // Проблемы гидрогеологии и инженерной геологии / Акад. наук Белорус. ССР, Ин-т геохимии и геофизики ; редкол.: П. П. Тимофеев [и др.]. – Минск, 1978. – С. 144–149.

96. Мониторинг разработки месторождений и залежей нефти и газа РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Анализ разработки месторождений и залежей нефти и газа Беларуси. Дополнение к проекту разработки Золотухинского месторождения : отчет (заключ.) / БелНИПИнефть ; рук. В. В. Привалов. – Гомель, 2011. – 465 с.

97. О перспективах создания подземных хранилищ газа в Припятском прогибе / К. Н. Монкевич [и др.] // Докл. НАН Беларуси. – 1997. – Т. 41, № 5. – С. 105–109.

98. Некоторые проблемы разведки и разработки залежей нефти в засоленных низкопроницаемых породах-коллекторах (на примере Геологического месторождения Беларуси) / В. Г. Жогло [и др.] // Проблемы региональной геологии и поисков полезных ископаемых : материалы VII Университет. геолог. чт., Минск, 4–6 апр., 2013 г. / Белорус. гос. ун-т ; редкол. М. А. Журавков [и др.]. – Минск, 2013. – С. 41–43.

99. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров [и др.] ; редкол.: А. Н. Дмитриевский (отв. ред.) [и др.]. – М. : [б. и.], 2004. – 520 с.

100. О влиянии галитовой минерализации на эффективность разработки семилукской залежи Золотухинского месторождения в Припятском прогибе / В. Г. Жогло и [и др.] // Природ. ресурсы. – 2015. – № 2. – С. 40–51.

101. Об адаптации геолого-гидродинамических моделей и использовании результатов моделирования для управления разработкой месторождений Беларуси / В. Г. Жогло [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2012. – № 9. – С. 78–81.

102. Ольховская, В. А. Подземная гидромеханика / В. А. Ольховская. – Самара : Самар. гос. техн. ун-т, 2004. – 148 с.

103. Органогенные постройки девона Белоруссии : проект № 86 «Вост.-Европ. платформа» (юго-зап. край) / А. С. Махнач [и др.]. – Минск : Наука и техника, 1984. – 233 с.

104. Определение коллекторских свойств горных пород и коэффициентов вытеснения нефти водой для условий нефтяных месторождений РУП «ПО Белоруснефть»: отчет / БелНИПИнефть; рук. В. В. Пирожков. – Гомель, 2009. – 50 с.

105. Определение коэффициентов вытеснения нефти из карбонатных коллекторов месторождений Республики Беларусь: отчет о НИР / БелНИПИнефть; рук. В. В. Шкандратов. – Гомель, 1995. – 128 с. – № ГР 19942416.

106. Определение технологической эффективности геолого-технических мероприятий в скважинах и методов увеличения нефтеотдачи пластов: СТП 09100.17015.177–2011 / Произв. объединение «Белоруснефть». – Гомель, 2011. – 24 с.

107. Оценка состояния и определение направлений поисково-разведочных работ на нефть в Припятском прогибе: отчет о выполн. работе по теме 5.2011 / БелНИПИнефть, Произв. объединение «Белоруснефть»; рук. Б. А. Дубинин. – Гомель, 2013. – 1000 с.

108. Пахольчук, А. А. Механизм формирования карбонатных коллекторов семилукского горизонта Припятского прогиба / А. А. Пахольчук, И. И. Урьев, П. Б. Цалко // Геология нефти и газа. – 1991. – № 8. – С. 6–10.

109. Пересчет начальных геологических и оценка остаточных извлекаемых запасов нефти и растворенного газа петриковской и елецко-задонской залежей Осташковичского месторождений: отчет о НИР (заключ.) / БелНИПИнефть; рук. А. Л. Цукарева. – Гомель, 2006. – 237 с.

110. Полезные ископаемые Беларуси: к 75-летию Белорус. науч.-исслед. геологоразведоч. ин-та / Л. Ф. Ажгиревич [и др.]; редкол.: А. М. Синичка (отв. ред.) [и др.]. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002. – 527 с.

111. Порошин, В. Д. Изменение емкостных и фильтрационных свойств пород коллекторов в процессе разработки нефтяных месторождений Беларуси / В. Д. Порошин // Геология нефти и газа. – 1996. – № 9. – С. 43–48.

112. Порошин, В. Д. Методы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений = Methods of hydrochemical data processing and interpretation to control development proces of oil fields / В. Д. Порошин, В. В. Муляк. – М.: Недра, 2004. – 220 с.

113. Потокотклоняющие технологии – основной метод регулирования высокозаводненных залежей / С. А. Сулима [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2004. – № 2. – С. 44–50.

114. Применение технологии повышения нефтеотдачи на основе композиции осадкогелеобразующих растворов / И. И. Абызбаев [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2005. – № 6. – С. 100–103.

115. Применение потокорегулирующих технологий для повышения эффективности разработки высокообводненных пластов / В. Е. Ступоченко [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2005. – № 11. – С. 48–51.

116. Разработать программный комплекс для компьютерной имитации геохимических процессов при смешении рассолов Припятской нефтегазоносной области с водами различного химического состава с целью прогнозирования солеотложения: отчет о НИР (итоговый) / С.-петерб. отд-ние Ин-та геоэкологии Рос. акад. наук; рук. В. Н. Озябкин. – Договор № 887.2010. – СПб., 2011. – 55 с.

117. Разработка геолого-гидродинамического обоснования создания подземных хранилищ газа в истощенных залежах нефти: отчет о НИР (заключ.) / БелНИПИнефть; рук. В. Г. Жогло. – Гомель, 2015. – 140 с. – № ГР 20150407.

118. Разработка технологических схем выработки залежей углеводородов в сложно построенных карбонатных коллекторах на основе управления системой заводнения путем периодических отборов и закачек жидкости: отчет о НИР (заключ.) / БелНИПИнефть; рук. В. Г. Жогло. – Гомель, 2011. – 204 с. – № ГР 20100424.

119. Румынин, В. Г. Геомиграционные модели в гидрогеологии = Subsurface solute transport models with application to groundwater hydrology / В. Г. Румынин. – СПб. : Наука, 2011. – 1157 с.

120. Рынский, М. А. Некоторые закономерности емкостных свойств карбонатных коллекторов подсолевых отложений в разломных зонах / М. А. Рынский, Н. Л. Лобова // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: разведка, бурение, добыча, буровые растворы, цементирование, оборудование, экология : сб. науч. тр. / Концерн «Белнефтехим», Произв. объединение «Белоруснефть», БелНИПИнефть. – Гомель, 1999. – Вып. 3. – С. 98–102.

121. Салажев, В. М. Обобщение опыта и результатов геолого-промыслового анализа разработки залежей нефти в карбонатных отложениях месторождений Беларуси и России : пособие / В. М. Салажев. – Минск : Зор. Верасок, 2013. – 480 с.

122. Сахибгареев, Р. С. Геохимические особенности выпадения галита на контакте «нефть–вода» на примере нефтяных месторождений Припятского прогиба / Р. С. Сахибгареев // Докл. Акад. наук СССР. – 1974. – Т. 219, № 3. – С. 721–722.

123. Сахибгареев, Р. С. Новообразования галита на контакте «нефть–вода» задонской залежи Осташковичского месторождения / Р. С. Сахибгареев, Г. Н. Гурьянова // Докл. Акад. наук Белорус. ССР. – 1976. – Т. 20, № 2. – С. 158–160.

124. Сигунов, Ю. А. Влияние межпластовых перетоков и капиллярных сил на процесс вытеснения нефти в слоисто-неоднородном пласте / Ю. А. Сигунов, Г. Р. Усманова // Механика жидкости и газа. – 2007. – № 6. – С. 101–108.

125. Соболев, И. М. Численные методы Монте-Карло / И. М. Соболев. – М. : Наука, 1973. – 311 с.

126. Создание постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей нефтяных моделей : СТП 09100.17015.159–2010. – Введ. 28.04.10. – Гомель : Произв. объединение «Белоруснефть», 2010. – 56 с.

127. Способ обработки призабойной зоны нефтяного пласта : пат. RU 2139987 : МПК E 21 В 43/00, E 21 В 43/22 / И. Ф. Глузов, Э. С. Зиганшин, В. Д. Кочетков, Р. Н. Дияшев, В. Н. Рябченко, В. С. Богданов, Г. В. Фомин. – Оpubл. 20.10.1999.

128. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений: проектирование разработки / Ш. К. Гиматудинов [и др.] ; под ред. Ш. К. Гиматудинова. – М. : Недра, 1983. – 463 с.

129. Сравнительная характеристика условий формирования и постседиментационного преобразования саргаевско-семилукских отложений северо-восточной части Припятского прогиба и района г. Витебска (заключ.) : отчет о НИР / Науч.-практ. центр по геологии ; рук. А. А. Махнач. – Минск, 2014. – 117 с.

130. Сыртланов, В. Р. Опыт применения гидродинамического моделирования при мониторинге разработки месторождений / В. Р. Сыртланов, Д. М. Майсюк, Е. В. Лебедева // Нефтяное хоз-во. – 2008. – № 2. – С. 54–57.

131. Технология направленного тампонирования заводненных трещиноватых пластов и увеличение охвата пластов заводнением за счет внутрпластового осадкогелеобразования : СТП 09100.17015.038–2012 / Произв. объединение «Белоруснефть». – Гомель, 2012. – 40 с.

132. Тюменцев, В. Л. Особенности засоления межсолевых отложений Березинской площади / В. Л. Тюменцев, А. И. Коротаев // Докл. Акад. наук Белорус. ССР. – 1980. – Т. 24, № 9. – С. 480–483.

133. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов / Н. А. Демяненко [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2004. – № 11. – С. 22–23.

134. Хаустов, А. П. Геологические неоднородности – фундаментальный элемент гетерогенных систем (технологический аспект) / А. П. Хаустов // Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геоэкология. – 2006. – № 6. – С. 554–564.

135. Цалко, П. Б. Карбонатные коллекторы нефтяных залежей Припятского прогиба / П. Б. Цалко, П. Б. Мартынцев, А. А. Пахольчук. – Минск : Наука и техника, 1986. – 180 с.
136. Чарный, И. А. Подземная гидрогазодинамика / И. А. Чарный. – Репр. изд. – М. ; Ижевск : Ин-т компьютер. исслед., 2006. – 436 с.
137. Чередование этапов ППД и отбора нефти – эффективный способ разработки сложнопостроенных залежей / Н. К. Карташ [и др.] // Нефтяник Полесья. – 2013. – № 1 (23). – С. 95–99.
138. Численные исследования процессов рассоления при заводнении засоленных коллекторов пресной водой / В. А. Гринченко [и др.] // Нефтяное хоз-во. – 2013. – № 8. – С. 85–89.
139. Шаймуратов, Р. В. Гидродинамика нефтяного трещинного пласта / Р. В. Шаймуратов. – М. : Недра, 1980. – 223 с.
140. Шестаков, В. М. Гидрогеодинамика : учебник / В. М. Шестаков – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Изд-во Моск. гос. ун-та, 1995. – 368 с.
141. Щелкачев, В. Н. Подземная гидравлика : учеб. пособие / В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук. – М. ; Ижевск : Регуляр. и хаот. динамика, 2001. – 736 с.
142. Щипанов, А. А. Модель двухфазной фильтрации в деформируемом трещиновато-пористом пласте / А. А. Щипанов // Вестн. Перм. нац. исслед. политехн. ун-та. Геология, нефтегаз. и гор. дело. – 2002. – № 5. – С. 87–94.
143. Экспериментальное и численное моделирование взаимодействия пластовых и технических вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина / С. В. Делия [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 10. – С. 34–41.
144. Bear, J. Dynamics of fluids in porous media / J. Bear. – New York : Amer. Elsevier Publ. Co, 1972. – 764 p.
145. Carlson, M. R. Practical reservoir simulation: using, assessing and developing results / M. R. Carlson. – Tulsa : PennWell, 2003. – 564 p.
146. Collins, R. E. Flow of fluids through porous materials / R. E. Collins. – New York : Reinhold Publ. Corp., 1961. – 270 p.
147. Sheidegger, A. E. Physics of flow through porous media / A. E. Sheidegger. – 3rd ed. – Toronto : Univ. of Toronto Press, 1974. – 353 p.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Структурные карты поверхностей продуктивных отложений нефтяных месторождений

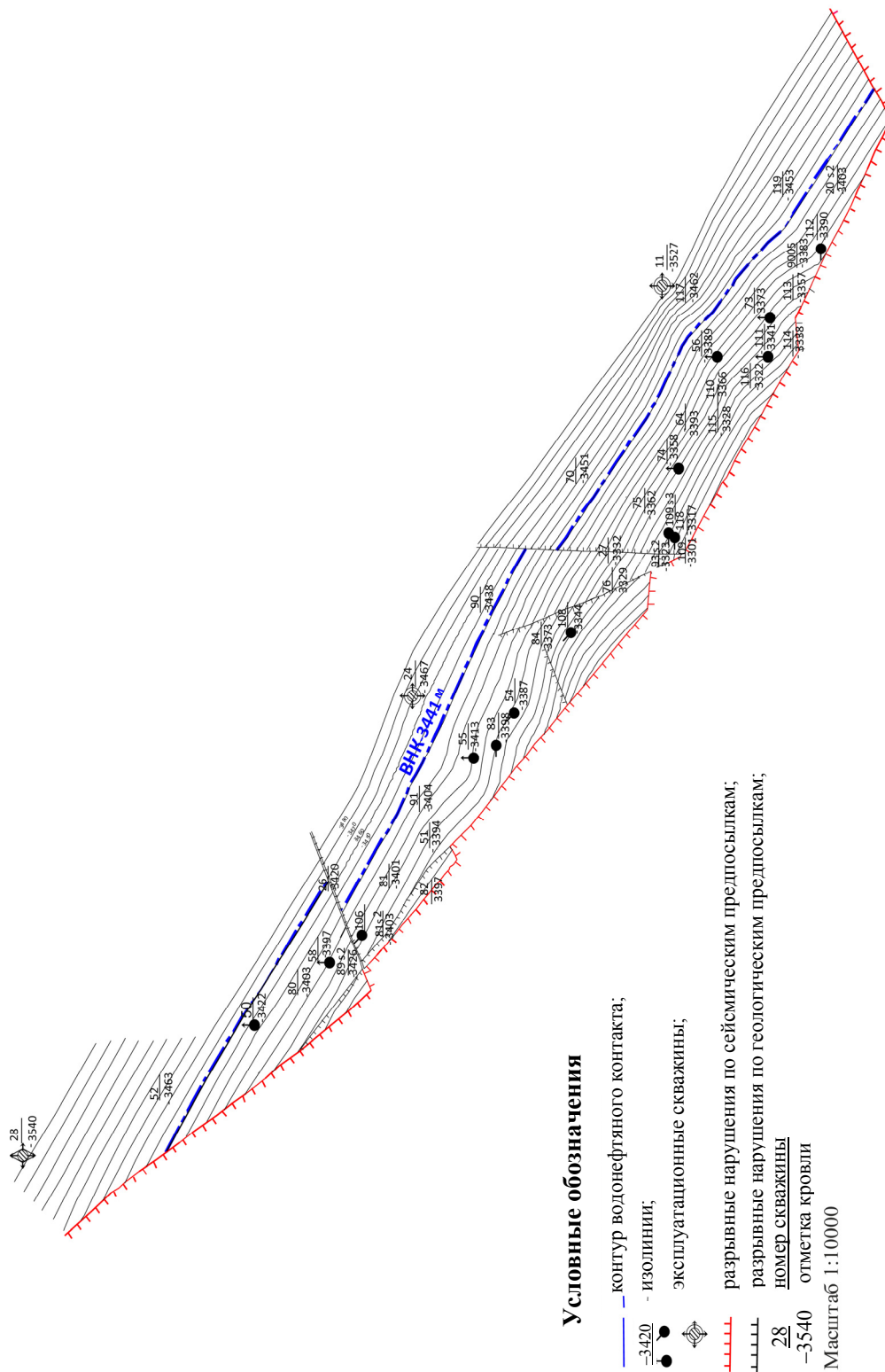


Рис. П.1.1. Структурная карта поверхности семилукских отложений Золотухинского месторождения нефти
Примечание. Составлено О. П. Лемещенко и другими по материалам БелНИПИнефть, 2008 г.

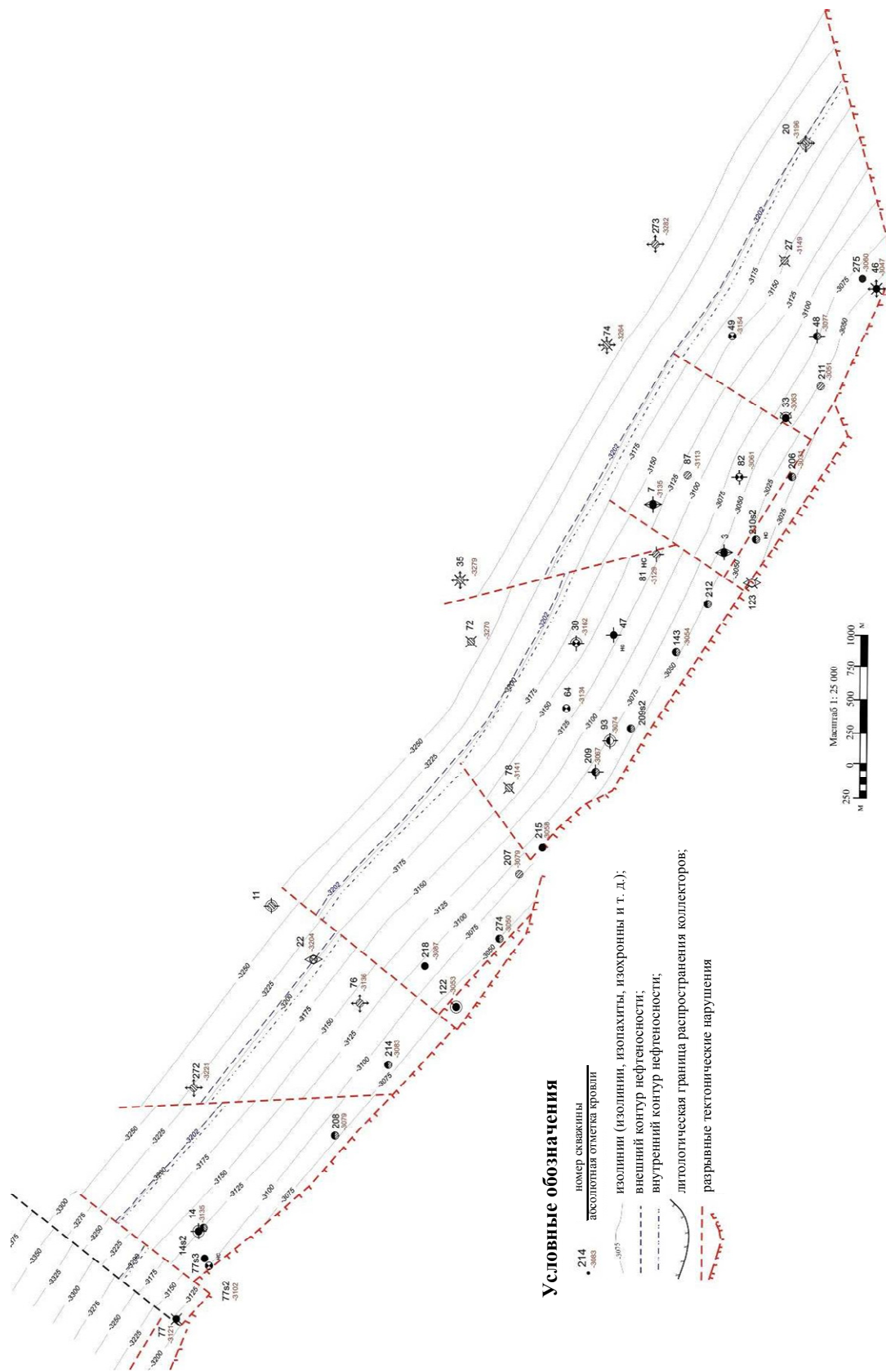


Рис. П.1.2. Структурная карта поверхности семилюкских отложений Осташковичского месторождения нефти
 Примечание. Составлено Ю. А. Гапоновой и другими по материалам БелНИИнефть, 2008 г.

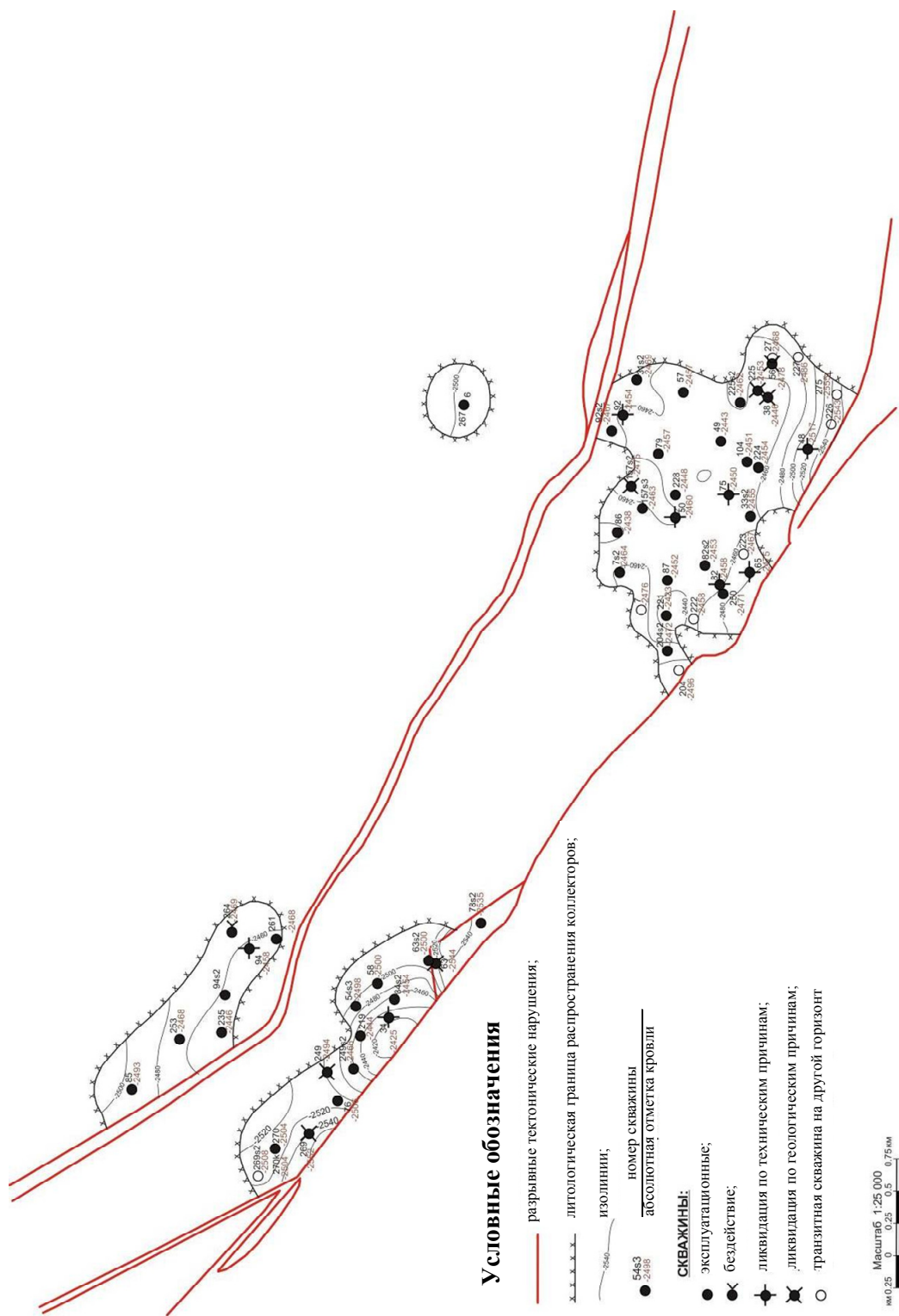


Рис. П.1.3. Структурная карта поверхности петриковских отложений Оstashковского месторождения нефти
 Примечание. Составлено Ж. Н. Филоновой и другими по материалам БелНИПИнефть, 2006 г.

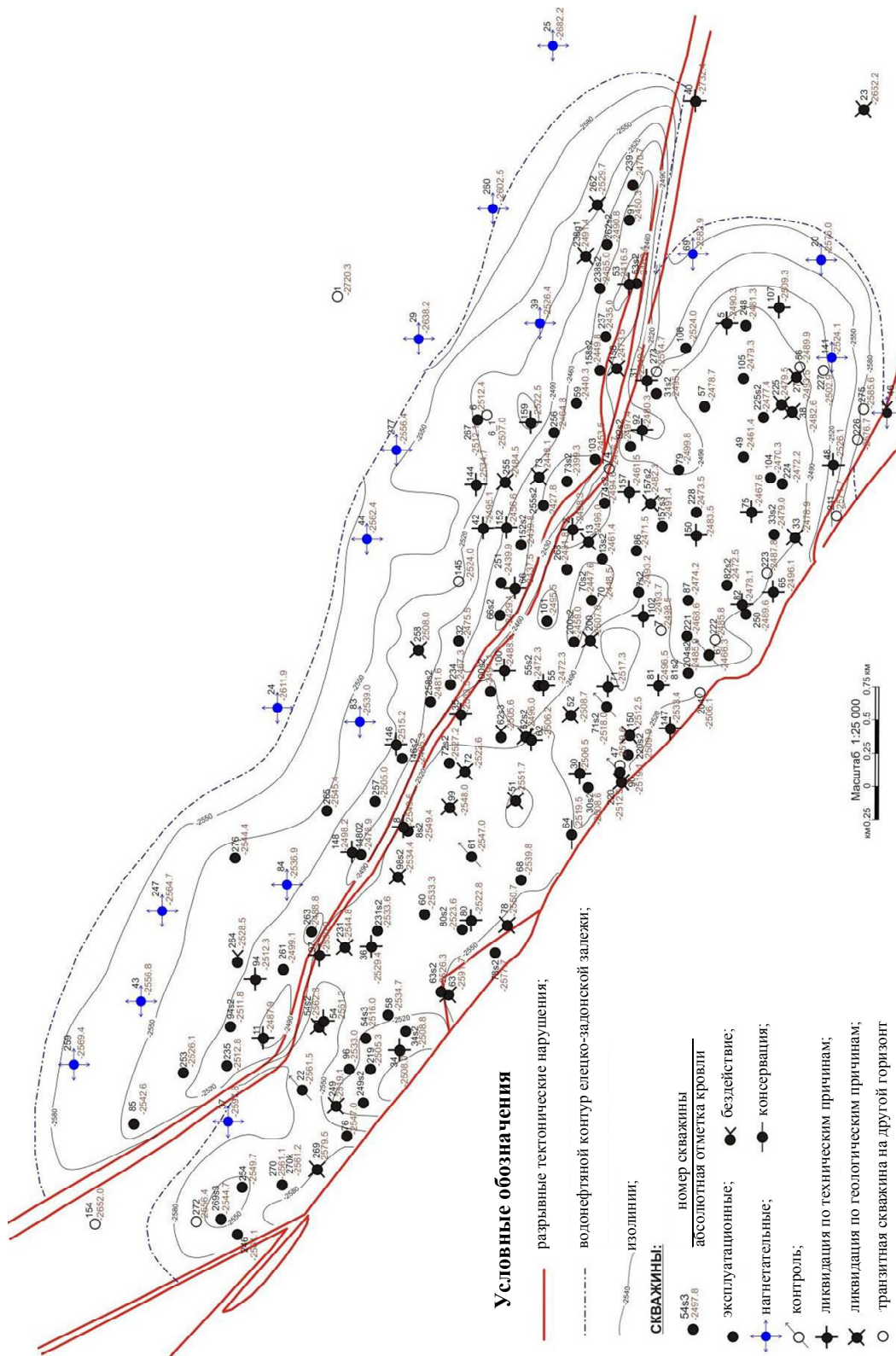


Рис. П.1.4. Структурная карта поверхности елецких отложений Осташковичского месторождения нефти
Примечание. Составлено Ж. Н. Филоновой и другими по материалам БелНИПИнефть, 2006 г.

Научное издание

Жогло Василий Гаврилович
Гримус Светлана Ивановна

**ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ
УСЛОВИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ
В ЗАСОЛОНЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ
(НА ПРИМЕРЕ ЗОЛОТУХИНСКОГО
И ОСТАШКОВИЧСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА)**

Монография

Ответственный за выпуск	<i>Н. Г. Мансурова</i>
Редактор	<i>Т. Н. Мисюрова</i>
Компьютерная верстка	<i>М. В. Кравцова</i>

Подписано в печать 29.12.17.

Формат 60x84/8. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».
Ризография. Усл. печ. л. 19,99. Уч.-изд. л. 15,87.
Тираж 100 экз. Заказ № 43/22.

Издатель и полиграфическое исполнение:
Гомельский государственный
технический университет имени П. О. Сухого.
Свидетельство о гос. регистрации в качестве издателя
печатных изданий за № 1/273 от 04.04.2014 г.
пр. Октября, 48, 246746, г. Гомель