

# **О ВЛИЯНИИ ГАЛИТОВОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ НА СТРУКТУРУ ФИЛЬТРАЦИОННОГО ПОТОКА И ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ СЕМИЛУКСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЗОЛОТУХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ В ПРИПЯТСКОМ ПРОГИБЕ**

В.Г. Жогло, Н.И. Будник, Н.М. Виницкая, С.И. Гримус, А.В. Халецкий  
БелНИПИнефть, г. Гомель, e-mail: V.Zhoglo@beloil.by

## **ВВЕДЕНИЕ**

Пространственная структура фильтрационного потока в условиях разработки нефтяных месторождений формируется под влиянием трех групп факторов: 1) геологических; 2) техногенных (система добывающих и нагнетательных скважин и режим их функционирования); 3) условий на внешних и внутренних границах. Взаимодействие всех этих факторов обуславливает создание в продуктивном пласте определенной картины притока жидкости к добывающим скважинам и распределения пластовых давлений.

Строение пород-коллекторов Припятского прогиба осложнено постседиментационными процессами, среди которых катагенетическое галитообразование в порах, кавернах и трещинах особенно важно для разработки нефтяных залежей. Катагенетический галит широко распространен в подсолевых и межсолевых формациях ряда соленосных бассейнов. Его образование в Припятском прогибе связано с деятельностью межкристальных рассолов верхней и нижней галогенных формаций [1–2]. Разработка нефтяных месторождений Припятского прогиба с использованием пресных вод для вытеснения нефти сопровождается широкомасштабным процессом растворения катагенетического галита и выносом продуктов его растворения на поверхность с попутно добываемой жидкостью. Этот процесс убедительно подтверждается результатами гидрохимического мониторинга, полученными В.Д. Порошиным и В.В. Муляком при контроле разработки нефтяных месторождений [3–4]. Изменение проницаемости в связи с растворением катагенетического галита закачиваемой в пласт водой приводит к переформированию структуры и элементов фильтрационного потока: изменяются направления и скорости фильтрации жидкости, происходит перераспределение пластовых давлений.

**Общие сведения о Золотухинском месторождении нефти.** Золотухинское месторождение нефти находится в Речицком районе Гомельской области. Оно приурочено к западной части Малодушинской зоны поднятий. В 1971 г. установлена промышленная

нефтеносность межсолевых отложений. При опробовании скважины 1 испытателем пластов в процессе бурения из интервала 2150–2197 м получен приток нефти дебитом 176 м<sup>3</sup>/сут, что в последующем подтверждено получением притока нефти дебитом 394 м<sup>3</sup>/сут при испытании в эксплуатационной колонне [5]. Подсолевые залежи открыты в 1983 г. скважиной 26. При испытании семилукского и воронежского горизонтов из интервалов 3799–3812 и 3757–3772 м получены фонтанные притоки нефти дебитом 192 и 216 м<sup>3</sup>/сут. Последующими поисково-разведочными работами подтверждена промышленная нефтеносность воронежского, семилукского и саргаевского горизонтов [5–6].

Семилукские отложения представляют собой моноклиальный блок, который погружается от регионального Малодушинского разлома на север под углом 15–25°. Семилукская залежь нефти разбита на блоки секущими нарушениями субмеридианального простирания с амплитудой от 100–200 м до 1000 м. Границами залежи с юга, запада и востока являются тектонические нарушения, а с севера – контур нефтеносности с абсолютной отметкой минус 3441 м [5–6].

Породы-коллекторы семилукских отложений представлены рифогенными известняками и доломитами с редкими маломощными слоями мергелей, глинистых известняков и глин. В известняках отмечаются каверны и разноориентированные трещины частично либо полностью выполненные вторичным кальцитом, галитом и ангидритом. Доля каверн и трещин в общей емкости коллектора в среднем составляет 62%.

Коллекторские свойства семилукских отложений изучены комплексом геофизических и лабораторных методов. По результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) среднее значение коэффициента открытой пористости пород-коллекторов составляет 10%, по результатам анализа кернового материала – 9,7%. Проницаемость семилукских отложений оценена по материалам гидродинамических исследований (ГДИ) 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). Средняя мощность нефтенасыщенных пород-коллекторов составляет 22,7 м. Распределение коллекторских свойств по площади залежи весьма неравномерное. Их улучшение отмечается в центральной части залежи, где коэффициенты продуктивности

эксплуатационных скважин достигают 15,4–67,5 м<sup>3</sup>/сут·МПа. В пределах восточной части залежи коэффициенты продуктивности скважин снижаются до 0,14–0,54 м<sup>3</sup>/сут·МПа.

**Масштабы засоления продуктивных отложений.** 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. Более представительную оценку засоления пород–коллекторов дают результаты гидрохимического мониторинга, полученные В.Д. Порошиным и В.В. Муляком при контроле разработки нефтяных месторождений [3–4, 7–8].

Известно, что попутные воды нефтяных месторождений Беларуси формируются преимущественно за счет смешения закачиваемых и пластовых вод, что приводит к существенному изменению начальной гидрохимической обстановки в залежах. Общая минерализация и химический состав попутных вод определяются, в первую очередь, составом и соотношением смешиваемых вод (пластовых и закачиваемых). Вместе с тем исследованиями [3–4, 8–9] установлены существенные отклонения концентраций некоторых компонентов попутных вод от тех значений, которые должны иметь место при смешении пластовых и закачиваемых в залежь вод. В частности, обнаружено относительное снижение концентраций брома, калия, суммы кальция и магния и повышение доли натрия в рассолах, добываемых попутно с нефтью. Все эти отклонения связаны с дополнительным обогащением хлоридами натрия закачиваемых вод при их продвижении от нагнетательных скважин к эксплуатационным за счет растворения рассеянного в породах-коллекторах галита. Оценка масштабов этого процесса на Золотухинском месторождении выполнена авторами монографии [3] 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 вследствие смешения закачиваемых и пластовых вод, но и за счет растворения катагенетических галитовых выполнений трещин, пор и каверн. С попутными водами из скважины 51 вынесено 1230,1 м<sup>3</sup> галита, скважины 55 – 277,1 м<sup>3</sup>, скважины 58 – 3,1 м<sup>3</sup>. [3, с. 63]. По оценкам лаборатории нефтепромышленной гидрогеологии БелНИПИнефть вынос катагенетического галита в разные годы происходил с попутными водами скважин 51, 54, 55, 58, 74, 75, 76, 106, 108, 118.

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

**История разработки семилукской залежи.** Семилукская залежь была введена в пробную эксплуатацию в августе 1984 г. (скважиной 50, фонтанным способом с начальным дебитом нефти  $13 \text{ м}^3/\text{сут}$ ). Освоение залежи продолжено только в ноябре 1986 г. – вводом добывающей скважины 51 с дебитом нефти  $2,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ , в июне 1987 г. – добывающей скважины 55 с дебитом нефти  $1,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Продукция всех добывающих скважин была безводной.

В конце 1986 – начале 1987 гг. в результате ввода нагнетательных скважин 28 и 24, вскрывших законтурную область семилукского горизонта, соответственно, на крайнем северо-западе и в центральной части Золотухинской площади, создана система поддержания пластового давления (ППД). Для закачки использовались высококонцентрированные хлоридные кальциево-натриевые рассолы с общей минерализацией около  $250 \text{ г/л}$  и плотностью  $1,17\text{--}1,18 \text{ г/см}^3$ .

В январе 1989 г. вводом в эксплуатацию скважины 56 с дебитом нефти  $7,1 \text{ м}^3/\text{сут}$  начата разработка восточной части семилукской залежи. Начальное пластовое давление здесь находилось в пределах  $34\text{--}35 \text{ МПа}$  и соответствовало текущим пластовым давлениям в скважинах 51 и 55.

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 (ВНК) залежи нефти с законтурной водоносной областью.

В сентябре 1995 г. в восточной части залежи начала действовать 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 сентябре 1996 г. была проведена гидроимпульсивная соляно-кислотная обработка, в результате чего дебит скважины по нефти удалось повысить до  $0,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

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: безводную продукцию получали примерно в течение года; затем были 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 (рис. 1–2). В 2003 г. отмечено кардинальное

изменение в показателях разработки скважин 106 и 81. В течение девяти месяцев 2003 г. произошло полное обводнение продукции скважины 81, тогда как дебит скважины 106 по нефти продолжал расти при синхронном снижении дебита по воде. С 2008 по 2014 гг. периодическое увеличение дебита скважины 106 по жидкости сопровождалось ростом дебита по нефти и снижением дебита по воде. В этот период для скважины 106 было характерно равномерное колебание дебита по нефти от 5 до 15 м<sup>3</sup>/сут с продолжительностью цикла примерно один год (см. рис. 1).

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. происходил скачкообразный рост обводненности продукции.

Освоение восточной части залежи продолжалось вводом высокодебитных скважин 74 и 73, соответственно, в 2000 и 2001 гг. (рис. 3–4). Вода в продукции скважины 74 появилась уже через месяц после ее ввода в работу. Менее чем через три года дебит скважины по нефти упал до нуля. Обводнение продукции скважины 73 началось только через два года после ее ввода в эксплуатацию и более-менее равномерно увеличивалось до конца 2005 г. В 2006 г. произошло полное обводнение продукции.

Наиболее интенсивно разбуривалась восточная часть залежи в 2002–2003 гг. В это время происходил запуск в работу добывающих скважин 108, 27, 111, 76, 54, 112, 84, 83 и 113. В западной части залежи пробурена только скважина 91. К 2003 г. обводнение охватило большую часть семилукской залежи, поэтому почти все скважины давали обводненную продукцию сразу или через несколько месяцев после их запуска в эксплуатацию. Исключение составляет скважина 112, вскрывшая залежь в своде на крайнем юго-востоке Золотухинского месторождения. Вода в скважине 112 появилась только через четыре года после ее ввода в эксплуатацию.

В последующие два года построены скважины 80 (западная часть залежи), 93s2 и 116 (восточная часть залежи). По основным показателям разработки эти скважины почти не отличаются от скважин, построенных в 2002–2003 гг.

К концу 2008 г. оборудованием скважин 81s2 (01.03.2007 г., западная часть залежи), 20s2 (01.10.2007 г., восточная часть залежи) и 118 (01.10.2008 г., восточная часть залежи) завершилась работа по формированию сетки добывающих скважин семилукской залежи Золотухинского месторождения.

**Особенности обводнения продукции добывающих скважин.** Обводнение залежей нефти, контактирующих с активной водоносной областью и/или разрабатываемых с применением системы ППД, является неизбежным следствием движения нефти и воды к добывающим скважинам. Выработка всех подвижных запасов нефти завершается полным обводнением добывающих скважин. Знание закономерностей и особенностей фильтрации флюидов в залежи, находящих свое отражение в обводнении продукции добывающих скважин, является основой для поиска управленческих решений, направленных на снижение негативного влияния воды на процесс разработки.

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. м<sup>2</sup> и 7500 м, ее средняя ширина составляет 421 м, а максимальная – 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. Скважины 20s2, 55 и 56 находятся на расстоянии 100–170 м от внутренней линии ВНК. Вблизи свода ловушки вдоль Малодушинского разлома расположены (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.

Несмотря на «уникальность» положения скважины 50 по отношению к различным источникам воды, интенсивное обводнение ее продукции началось лишь в ноябре 1995 г., т.е. через одиннадцать лет после ввода в эксплуатацию и после отбора 43350 м<sup>3</sup> 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. Такие образования характерны для многих месторождений нефти Припятского прогиба, и они неоднократно описаны в литературных источниках [1–2, 9–11].

Производство скважин 55 и 56 начала обводняться соответственно через 5,5 и 7,0 лет после их ввода в эксплуатацию. Особенность скважин 55 и 56 заключается не только в их близости к ВНК, но и в том, что они относятся к числу скважин, с которых началась разработка семилукской залежи (1984–1989 гг.). В эту группу входят скважины 50, 51, 55 и 56. Обводнение скважины 51 началось через 8 лет ее эксплуатации.

Обводнение продукции скважин 106, 81, 9005, 75, запущенных в эксплуатацию в 1996–1998 гг., началось гораздо раньше. В целом за время разработки семилукской залежи с 1984 по 1998 гг. 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.

Изменения процесса обводнения продукции скважин, построенных после 1998 г. в целом подчиняется этой же закономерности, 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 (скважины 27, 74, 83, 108). Скважины 54, 73, 93s2, 111, 112, 113, 118 начали обводняться более чем через полгода после их ввода в эксплуатацию. Примечательно, что 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, в связи с ее трещиноватостью, уже отличалась от матричной части пласта повышенными значениями проницаемости. Продвижение закачиваемой воды по пути наименьшего сопротивления (по зоне трещиноватости) способствовало заводнению свода залежи.

Еще одна особенность обводнения семилукской залежи заключается в том, что во многих скважинах после некоторого периода плавного роста обводненности наблюдался лавинообразный (скачкообразный) рост доли воды в их общем дебите. Этот рост происходил, как правило, на фоне значительного увеличения дебита скважин по

жидкости. Дебит скважин по нефти изменялся 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 показала весьма своеобразные колебания суммарного дебита всех добывающих скважин по жидкости, нефти и воде (рис. 5).

Весь период эксплуатации семилукской залежи можно условно разделить на четыре этапа (см. рис. 5).

Первый этап – 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.

Второй этап – с 1989 по 1995 гг. В этот период времени режим разработки являлась стабильным, сеть скважин не расширялась, в их продукции появилась вода.

Третий этап – с 1995 г. по сентябрь 2003 г. В данное время наблюдалось интенсивное наращивание суммарного дебита скважин по жидкости. Параллельно с ним рос дебит скважин по нефти и воде.

Четвертый этап – 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.

**Влияние состава закачиваемых вод и галитовой минерализации на показатели разработки залежи.** Влияние галитовой минерализации на промысловые показатели работы добывающих скважин проявляется особенно контрастно в том случае, когда в залежь нефти закачиваются пресные или слабоминерализованные воды, обладающие высокой растворяющей способностью по отношению к галиту. В системе ППД Золотухинского месторождения нефти используются три типа вод [3]:

- 1) высококонцентрированные хлоридные кальциево-натриевые рассолы с общей минерализацией около 250 г/л и плотностью 1,17–1,18 г/см<sup>3</sup> (закачка такой воды производилась в разное время в нагнетательные скважины 24, 28 и 90);
- 2) слабоминерализованные воды триасового комплекса с общей минерализацией около

10 г/л и плотностью 1,008 г/см<sup>3</sup> (закачка в скважины 11 и 70); 3) пресная вода (закачка в скважины 11, 70, 117 и 119). Закачка пресной и слабоминерализованной воды ведется только в восточную часть залежи.

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).

В июне 1998 г. и ноябре 2003 г. началась закачка пресной воды в семилукский горизонт соответственно через скважину 70 (со средним дебитом 55 м<sup>3</sup>/сут) и скважину 117 (со средним дебитом 35–40 м<sup>3</sup>/сут). В 2005 и 2009 гг. стала проводиться закачка воды скважины 119 и 117. В этот же период времени в пределах восточной части залежи последовательно были введены в эксплуатацию высокодебитные добывающие скважины (9005, 75, 74, 73, 111, 54), которые на протяжении нескольких лет характеризовались весьма близкими показателями разработки: 1) начальный безводный период работы; 2) период плавного роста доли воды в продукции скважин; 3) резкий (лавинообразный) рост обводненности и соответствующее снижение дебита скважин по нефти. Выделенные этапы различаются лишь своей продолжительностью и незначительными деталями.

Комплекс работ, проведенных в восточной части залежи (с высокой степенью засоления семилукских отложений), обусловил растворение катагенетического галита и резкое увеличение проницаемости основных путей фильтрации закачиваемой пресной воды. Как только зона высокой проницаемости пород продвигалась до забоя конкретной добывающей скважины, происходило ее резкое обводнение. Когда влияние этого процесса распространилось на все эксплуатационные скважины в зоне воздействия нагнетаемой в пласт пресной воды, возможность управлять составом добываемой продукции (уменьшать обводненность скважин) стала минимальной. Поэтому 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).

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 (см. рис. 5). Незначительные разнонаправленные колебания суммарного дебита скважин по нефти вызваны мероприятиями, проводимыми на объекте,

а также влиянием скважин, которые не попали в зону воздействия закачиваемой пресной воды.

**Характеристика численной гидродинамической модели.** С целью изучения физических процессов, протекающих в залежи в период ее разработки, а также для последующего моделирования различных сценариев выработки остаточных запасов нефти нами создана численная гидродинамическая модель семилукской залежи Золотухинского месторождения.

Верхней и нижней непроницаемыми границами моделируемого объекта являются соответственно подошва речичкого 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 непроницаемые границы приняты в пределах законтурной водоносной области на расстоянии 700–1100 м от ВНК с тем, чтобы свести к минимуму влияние этих границ на модельные показатели работы добывающих и нагнетательных скважин. В процессе решения серии обратных задач объем законтурной области изменялся путем увеличения емкости ячеек, примыкающих к боковым границам модели. Южная непроницаемая граница проведена по линии Малодушинского регионального разлома.

В разрезе моделируемый объект представлен восемью расчетными слоями, мощность и пористость каждого из которых изменяется в плане согласно фактическим данным, а суммарная емкость пород-коллекторов соответствует величине начальных геологических запасов нефти семилукской залежи Золотухинского месторождения, находящихся на балансе РУП «ПО «Белоруснефть». 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. Добывающие и нагнетательные скважины заданы как внутренние границы второго рода с фактическими дебитами по жидкости.

Для описания состояния флюидов в пласте в процессе разработки использована модель двухфазной изотермической фильтрации несмешивающихся флюидов. В ней

приняты следующие параметры пласта: начальная нефтенасыщенность – 86%; плотность нефти при начальном пластовом давлении – 831,5 кг/м<sup>3</sup>; плотность пластовой воды – 1254 кг/м<sup>3</sup>; объемный коэффициент нефти при давлении насыщения – 1,19 усл. ед.; вязкость нефти – 1,83 сп, вязкость воды – 1,0 сп. Значения относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для пластовых флюидов заданы в виде функций от водонасыщенности. Критические точки ОФП определены по результатам лабораторных исследований вытеснения нефти водой и составляют: значение начальной нефтенасыщенности – 0,859 доли ед., значение остаточной нефтенасыщенности – 0,3 доли ед.

Капиллярное давление принято равным нулю, что предполагает отсутствие переходной зоны давлений на поверхности раздела фаз «вода–нефть». Начальные условия равновесия в залежи определены как распределение давлений и насыщенныхностей в виде известных значений для каждой ячейки модели. Законтурная водоносная область на модели реализована в явном виде.

Численная гидродинамическая модель семилукской залежи Золотухинского месторождения нефти построена на базе программного комплекса «Eclipse 100» компании «Schlumberger». В плане моделируемый объект аппроксимирован квадратной сеткой с шагом 50 м по осям X и Y. Количество узловых точек по оси X составляет 166, по оси Y – 30, по оси Z – 8. На исходной гидродинамической модели воспроизведен период разработки залежи с августа 1984 г. по декабрь 2014 г.

**Уточнение параметров (адаптация, калибрация) гидродинамической модели и обсуждение результатов моделирования.** Процесс адаптации (решение обратной гидродинамической задачи) заключался в уточнении параметров гидродинамической модели путем прогонки серии прямых задач. Весь процесс адаптации можно представить в виде нескольких итерационных процедур.

На первом этапе 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 и проницаемости пород–коллекторов.

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 мгновенно 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.

Также на первом этапе адаптации модели произведена существенная дифференциация проницаемости пород–коллекторов семилукского горизонта. Путем подбора получены следующие средние фоновые значения коэффициентов проницаемости матрицы каждого расчетного слоя (от кровли к подошве), в миллидарси: 1 – 2,6; 2 – 6,7; 3 – 17,0; 4 – 18,0; 5 – 9,1; 6 – 2,0; 7 – 0,1; 8 – 0,1. 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.

На втором этапе адаптации (в основном в период закачки в пласт слабоминерализованных и пресных вод) учитывалось изменение проницаемости зон трещиноватости во времени в результате растворения катагенетического галита.

Относительная изоляция нефтяной залежи от законтурной водоносной области реализована на модели заданием в расчетных слоях 1–6 слабопроницаемого экрана на ВНК, исходная проницаемость которого принята равной 1,9 мД.

Изменение проницаемости зон трещиноватости и экрана на ВНК проводилось на модели поэтапно, в соответствии с фронтом продвижения закачиваемой воды, не насыщенной по отношению к 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. Растворение галита в зоне ВНК в процессе разработки залежи привело к увеличению коэффициента проницаемости экрана на

отдельных участках, это выразилось в изменении гидравлической связи между законтурной областью и залежью нефти.

Сложность выполнения итерационных процедур заключается в том, что в процессе разработки в эксплуатацию вводятся новые добывающие скважины, которые вскрывают ранее недренируемые зоны пласта. При этом резко возрастает влияние фильтрационных свойств таких зон на модельные показатели разработки. В связи с этим процесс моделирования приходится начинать заново после каждого изменения коэффициента проницаемости пласта.

Результирующая проницаемость третьего расчетного слоя, заданная на модели на последнем рестарте, показана на рис. 6. На рис. 7 представлена остаточная нефтенасыщенность этого же слоя на конец 2014 г. Из сравнения рис. 6 и 7 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.

Достоверность построенной гидродинамической модели подтверждается удовлетворительным совпадением модельных и фактических показателей разработки семилукской залежи как на Золотухинском месторождении в целом, так и для добывающих и нагнетательных скважин в отдельности.

## ВЫВОДЫ

1. По результатам анализа истории разработки семилукской залежи Золотухинского месторождения нефти впервые выделен инверсионный режим работы эксплуатационных скважин, который выражается в снижении их дебита по нефти при росте объема добываемой жидкости.

2. Впервые установлено, что причиной лавинообразного обводнения продукции эксплуатационных скважин и соответствующего снижения их дебита по нефти является значительное увеличение проницаемости пласта, вызванное закачкой пресной воды в залежь и растворением катагенетического галита.

3. В результате решения серии обратных задач по воспроизведению истории разработки впервые построена модель проницаемости семилукского горизонта Золотухинской площади, в этой модели реализовано изменение проницаемости пород–

коллекторов в процессе разработки и вызванное им лавинообразное обводнение продукции добывающих скважин.

4. Результаты моделирования истории разработки, характер и масштабы обводнения продукции добывающих скважин свидетельствуют о том, что в конце 2014 г. семилукская залежь Золотухинского месторождения представляла собой отдельные «островки» нефтенасыщенных пород, окруженные системой обводнившихся линейно вытянутых высокопроницаемых каналов, имеющих между собой хорошую гидравлическую связь.

5. Высокий уровень обводнения семилукской залежи резко осложняет задачу выработки остаточных подвижных запасов нефти. Бурение новых эксплуатационных скважин или боковых стволов представляет собой весьма рискованное мероприятие, так как велика вероятность отрицательных результатов за счет подтягивания воды из ближайших обводнившихся каналов фильтрации.

6. Для повышения эффективности разработки семилукской залежи Золотухинского месторождения целесообразно использовать газовые или водогазовые методы воздействия путем закачки газа в сводовую часть залежи. Для пилотных работ по закачке газа или водогазовой смеси рекомендуется скважина 93s2. Она расположена вблизи свода залежи, в пределах участка с низкой степенью выработанности подвижных запасов нефти. На июль 2015 г. дебит скважины 93s2 по нефти был менее  $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ , обводненность продукции – более 90%. Рядом имеются действующие добывающие скважины (118 – в своде залежи и 27 – на погружении), по которым удобно вести наблюдения и оценивать влияние закачки газа на режим работы этих трех скважин.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Махнач А.А.* Катагенез и подземные воды. Минск: Наука и техника, 1989. 335 с.
2. Постседиментационные изменения отложений платформенного чехла Беларуси / Под общ. ред. А.А. Махнача. Минск: Белорусская наука, 2007. 395 с.
3. *Порошин В.Д., Муляк В.В.* Методы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 220 с.
4. *Муляк В.В.* и др. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: ГЕОС, 2007. 245 с.

5. Геология и нефтегазоносность запада Восточно-Европейской платформы / З.А. Познякевич, А.М. Синичка, Ф.С. Азаренко и др. Минск: Беларуская навука, 1997. 696 с.
6. Полезные ископаемые Беларуси: К 75-летию БелНИГРИ. Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002. 528 с.
7. *Порошин В.Д.* Гидрогеохимическая оценка масштабов катагенетического галитообразования в отложениях соленосных осадочно-породных бассейнов и ее практическое значение // Докл. НАН Беларуси. 1996. Т. 40, № 6. С. 100–104.
8. *Порошин В.Д., Муляк В.В.* Изменение емкостных и фильтрационных свойств продуктивных пород при разработке нефтяных месторождений Беларуси // Экспресс информ. сер. Нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ, 1987. Вып. 9. С. 1–4.
9. *Сахибгареев Р.С.* Геохимические особенности выпадения галита на контакте нефть-вода на примере нефтяных месторождений Припятского прогиба // Докл. АН СССР. 1974. Т. 219, № 3. С. 721–722.
10. *Сахибгареев Р.С.* Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Л.: Недра, 1989. 260 с.
11. *Тюменцев В.Л., Кортаев А.И.* Особенности засоления межсолевых отложений Березинской площади // Докл. АН БССР. 1980. Т. XXIV, № 9. С. 480–483.

ПРИЛОЖЕНИЕ

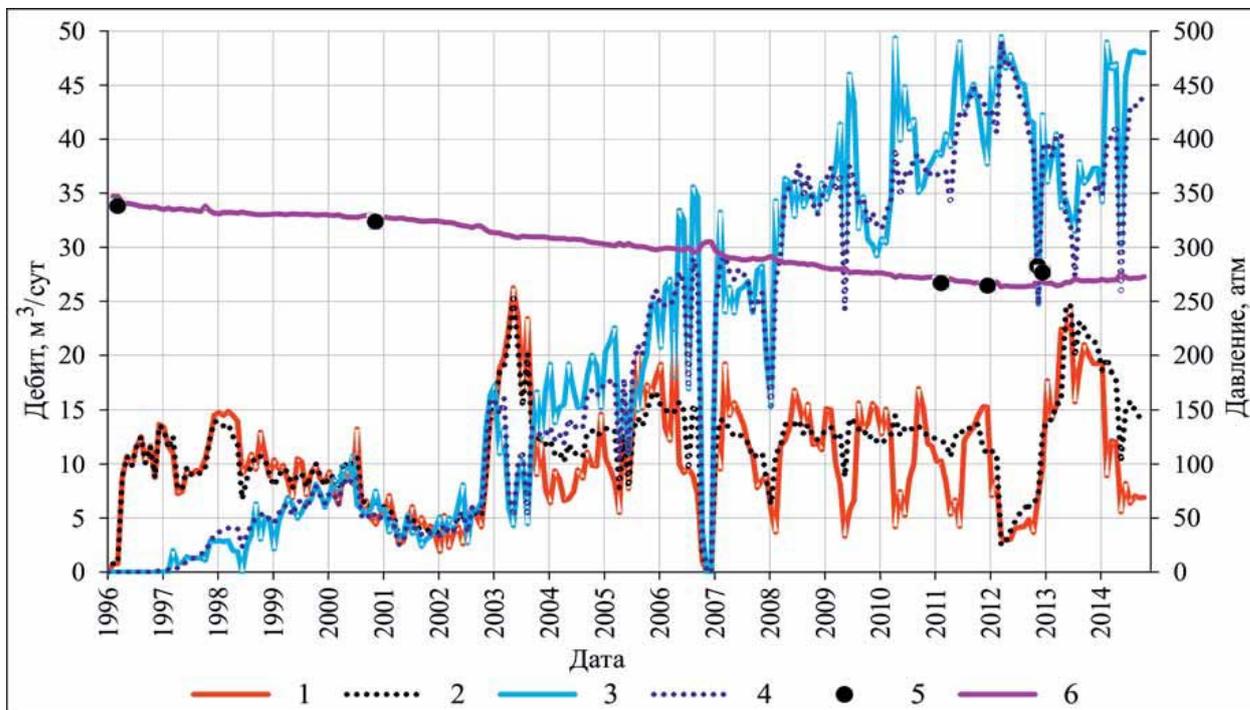


Рис. 1. Фактические и модельные показатели разработки скважины 106

1 – фактические дебиты по нефти; 2 – модельные дебиты по нефти; 3 – фактические дебиты по воде; 4 – модельные дебиты по воде; 5 – фактическое пластовое давление; 6 – модельное пластовое давление

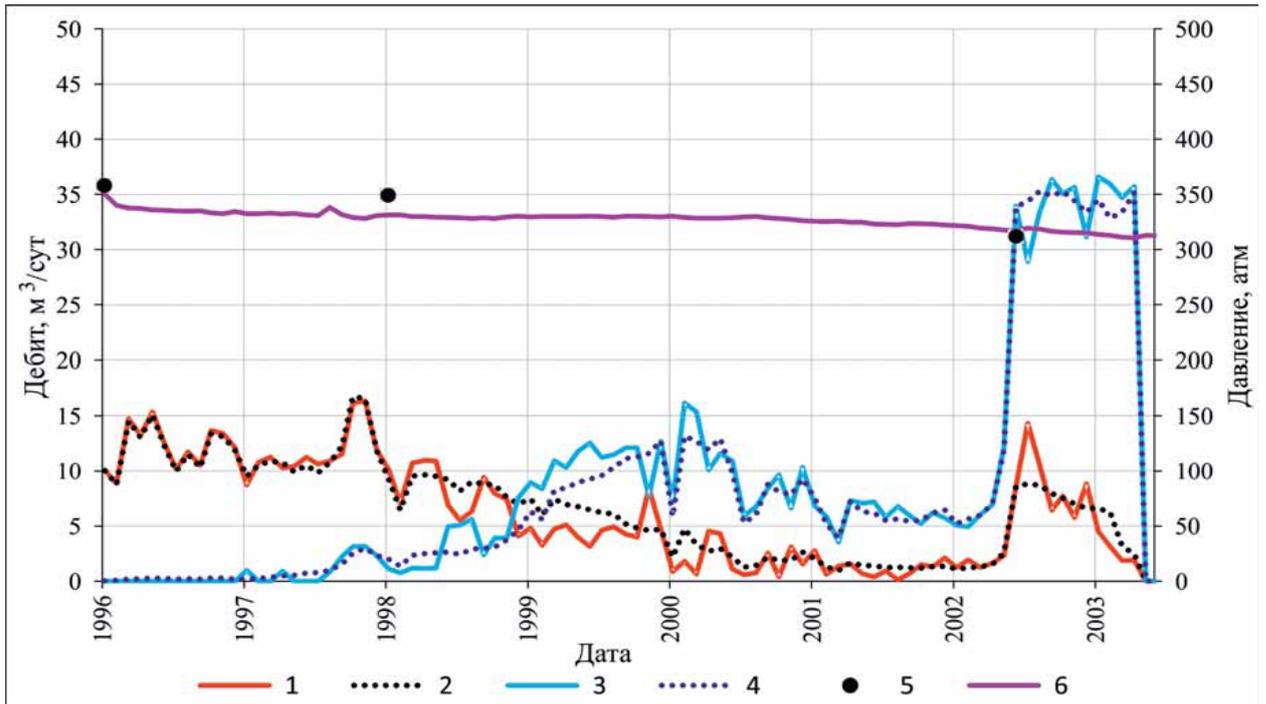


Рис. 2. Фактические и модельные показатели разработки скважины 81

Условные обозначения см. на рис. 1

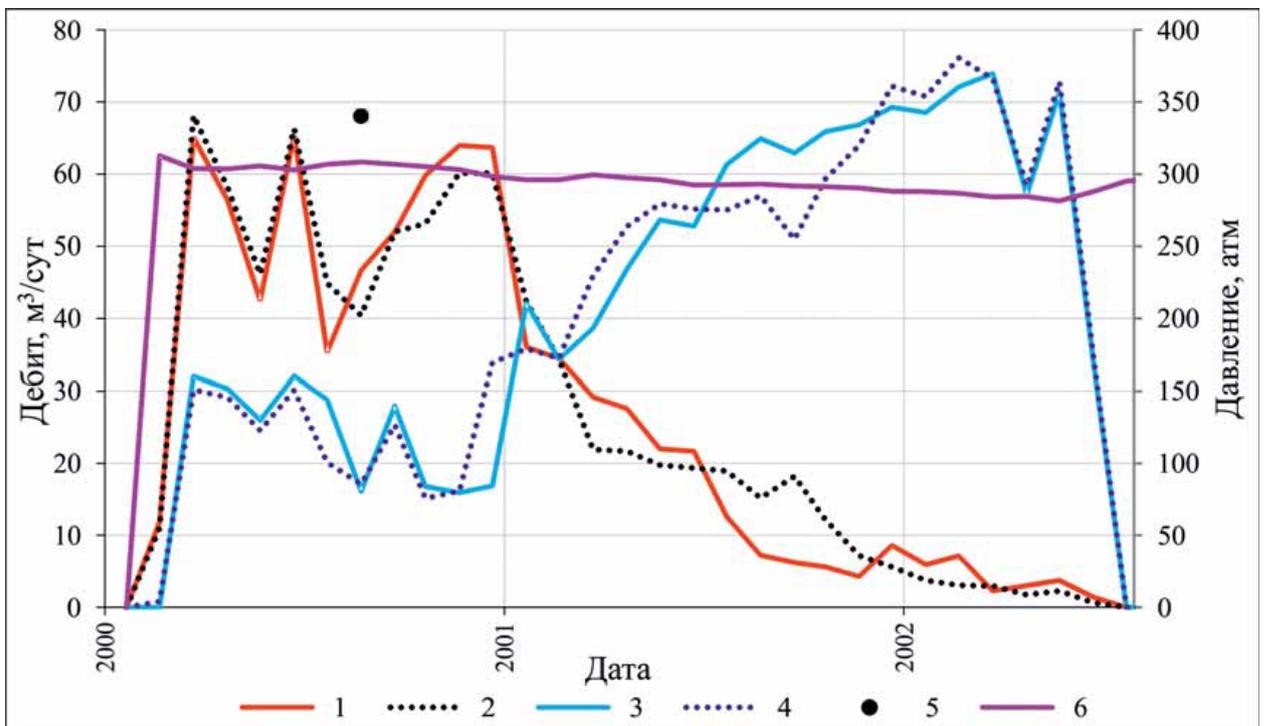


Рис. 3. Фактические и модельные показатели разработки скважины 74

Условные обозначения см. на рис. 1

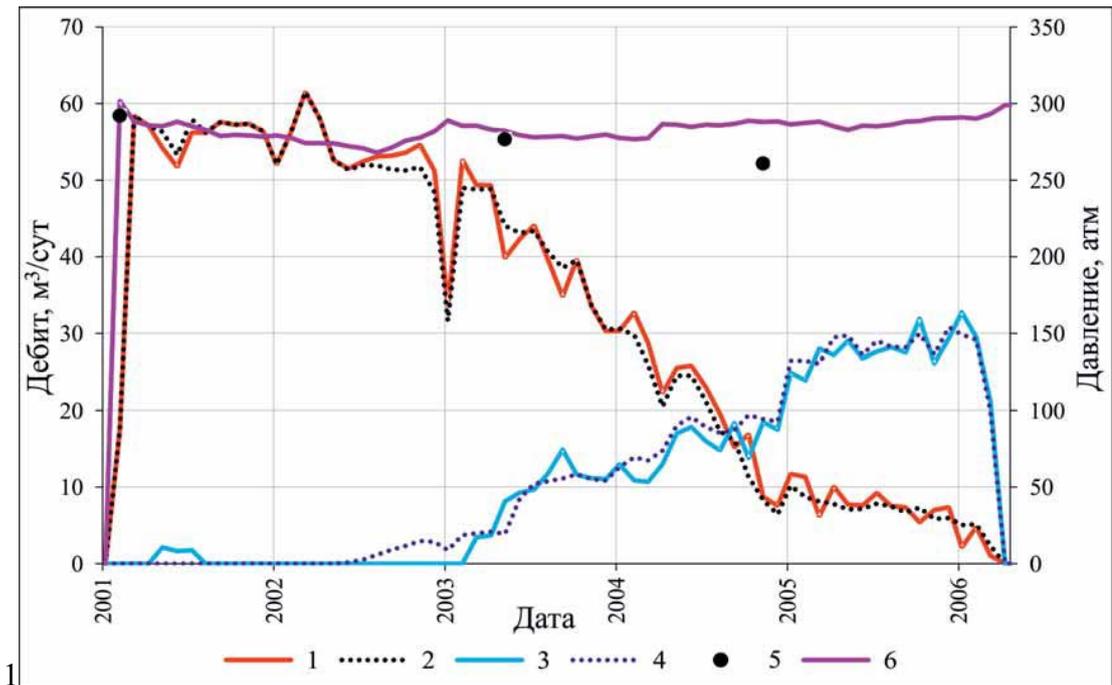


Рис. 4. Фактические и модельные показатели разработки скважины 73

Условные обозначения см. на рис. 1

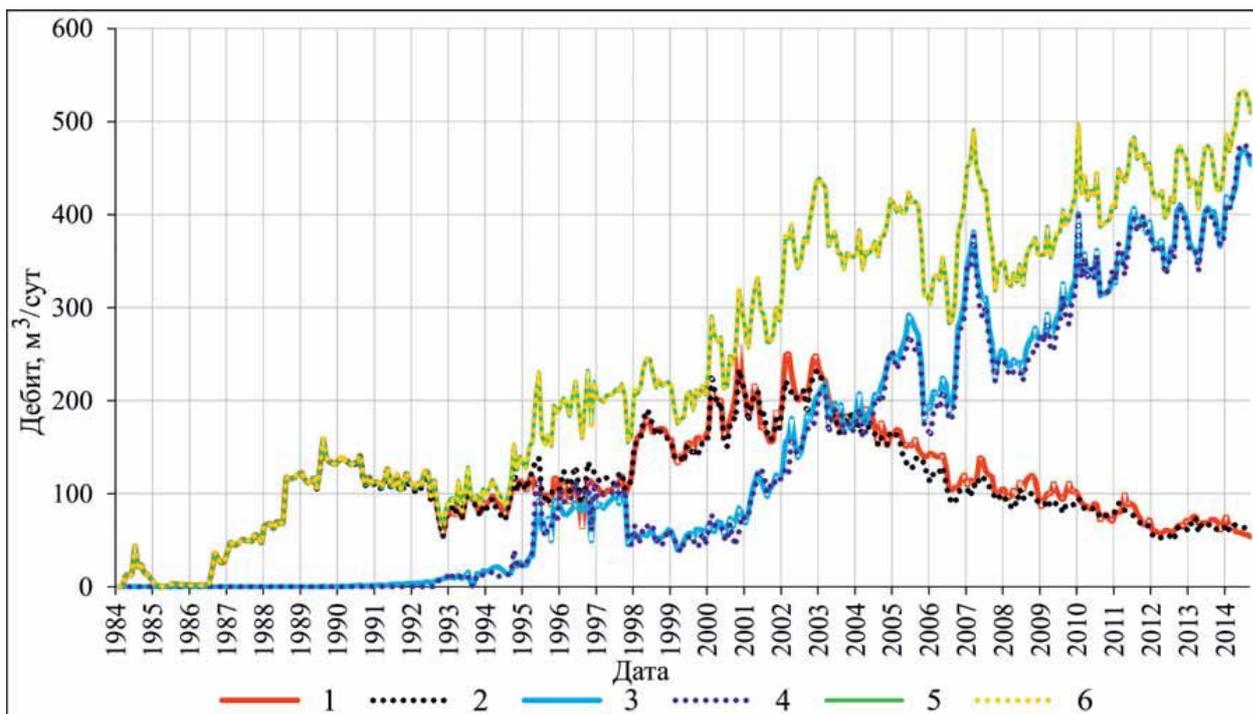


Рис. 5. Фактические и модельные показатели разработки семилукской залежи Золотухинского месторождения

1 – фактические дебиты по нефти; 2 – модельные дебиты по нефти; 3 – фактические дебиты по воде; 4 – модельные дебиты по воде; 5 – фактические дебиты жидкости; 6 – модельные дебиты жидкости

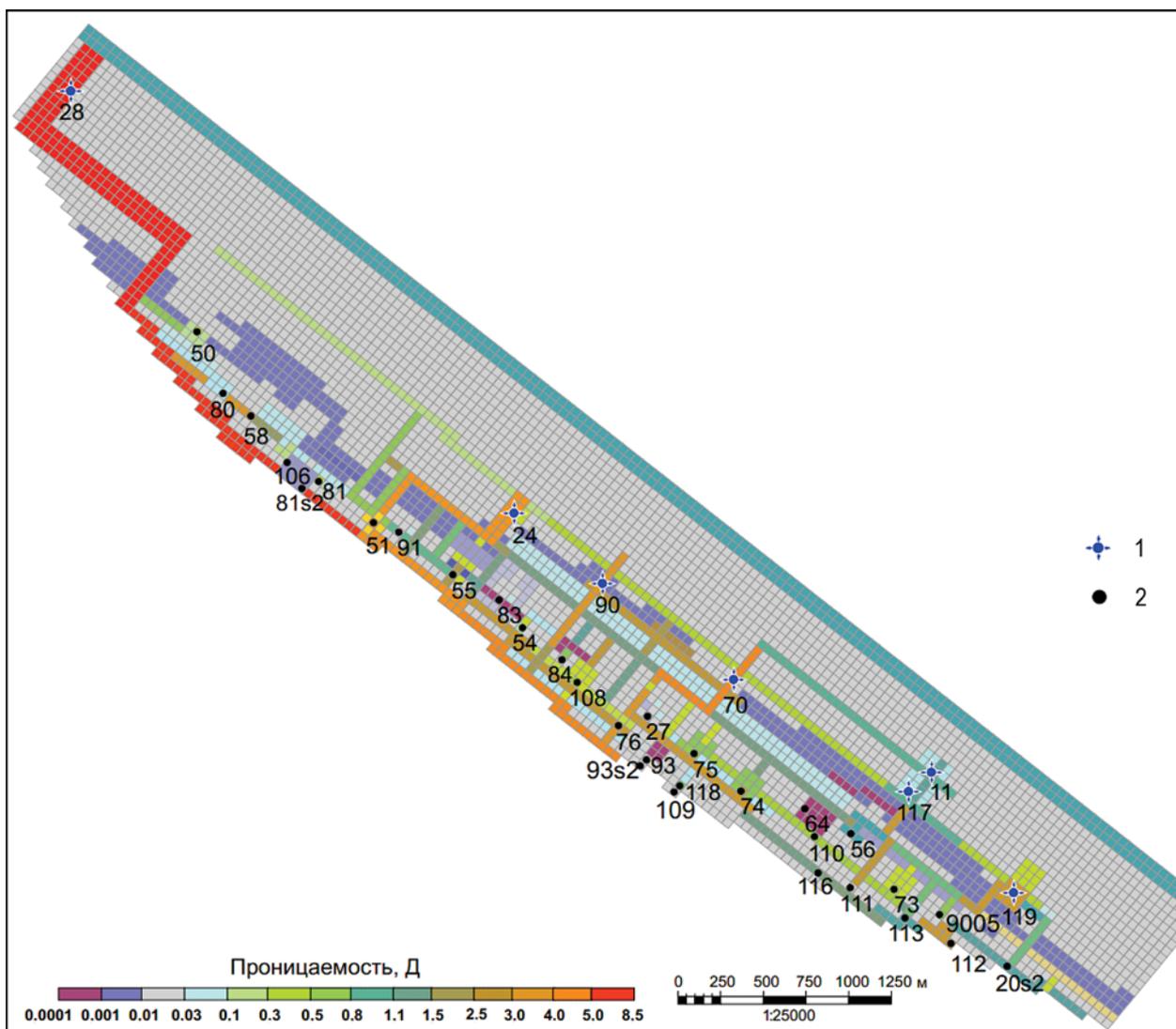


Рис. 6. Модель проницаемости семилукских отложений Золотухинского месторождения после обводнения продукции добывающих скважин

Скважина: 1 – нагнетательная; 2 – добывающая

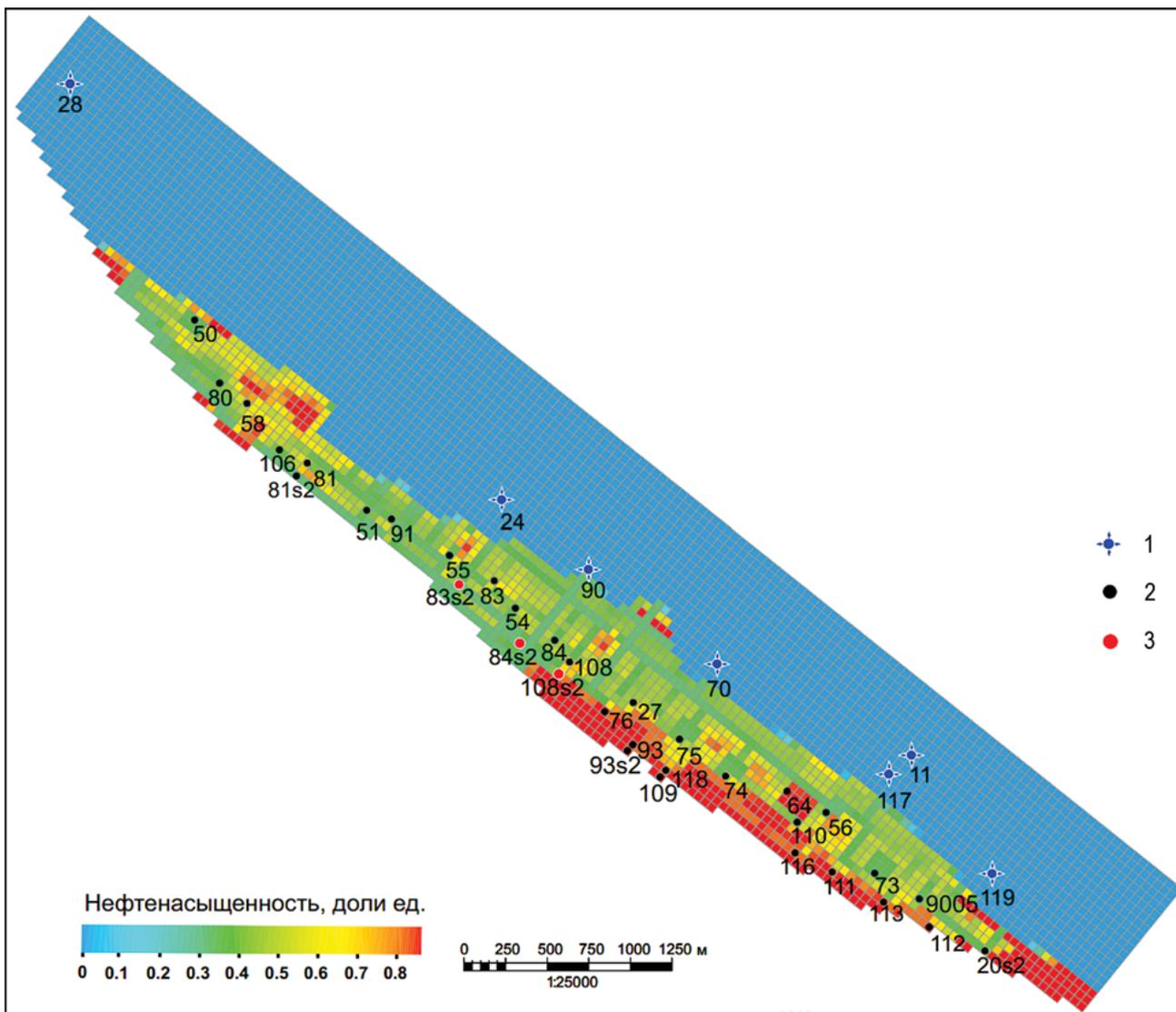


Рис. 7. Расчетная нефтенасыщенность 3-го слоя модели по состоянию на декабрь 2014 г.

Скважины: 1 – нагнетательная; 2 – добывающая;  
3 – проектная (действующий проектный документ)