

УДК 622.276

**Оценка влияния проницаемостной неоднородности
недонасыщенных нефтью пластов на изменение начальной
обводненности скважинной продукции**

И. М. Сагитова, Д. К. Сагитов*, Ю. В. Зейгман

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия
*e-mail: sagitovdk@inbox.ru

Аннотация. Разработка недонасыщенных нефтью послойно неоднородных нефтяных пластов на фоне общего истощения запасов нефти начинает представлять все больший интерес. Выработка этих трудноизвлекаемых запасов нефти сопряжена с нестандартным изменением и повышенными значениями обводненности продукции скважин. Недонасыщенная (несформированная, молодая) залежь представляет собой условно большую переходную водонефтяную зону пласта в классическом ее понимании. Предполагается, что, поскольку начальная нефтенасыщенность пласта низкая, а водонасыщенность, соответственно, высокая, то стартовая обводненность должна соответствовать этому соотношению, однако это в ряде случаев не так. При этом будет ли расти обводненность, стабилизируется или упадет в первые месяцы — заранее сказать сложно. Исследование направлено на выявление определяющего параметра и диапазонов его изменения статистическими методами, опираясь на который будет можно с высокой долей вероятности прогнозировать характер изменения обводненности при технико-экономическом обосновании бурения новых скважин. Для условий выбранного объекта найдена графическая зависимость отклонения обводненности в начальный период эксплуатации скважины от послойной неоднородности пласта. Результаты исследования являются обоснованием для создания новых технологий селективной изоляции коллекторов, позволяющих обратимо ограничивать проницаемость низкопроницаемой низконасыщенной части коллектора, так как большинство существующих технологий направлены на избирательную изоляцию высокопроницаемых и обводненных пропластков.

Ключевые слова: недонасыщенный нефтью пласт; неоднородность пласта; начальная обводненность; переходная зона; слоистая неоднородность; селективная изоляция пластов

**Estimating the effect of permeability variability of undersaturated
oil reservoirs on the change in the start water-cut of well production**

Idaliia M. Sagitova, Damir K. Sagitov*, Yury V. Zeigman

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia
*e-mail: sagitovdk@inbox.ru

Abstract. The development of undersaturated oil layered heterogeneous oil reservoirs against the background of a general depletion of oil reserves is becoming increasingly interesting. The development of these hard-to-recover oil reserves is

associated with non-standard changes and increased water-cut in wells. An under-saturated (unformed, young) reservoir is a conditionally large transitional water-oil zone of the reservoir, in its classical sense. It is assumed that, since the initial oil saturation of the formation is low, and the water saturation is correspondingly high, the starting water cut should correspond to this ratio, but this is not so in some cases. At the same time, it is difficult to say in advance whether water-cut will increase, stabilize or fall in the first months. The study is aimed at identifying the determining parameter and the ranges of its change by statistical methods, based on which it will be possible to predict with high probability the nature of the change in water cut during the feasibility study for drilling new wells. For the conditions of the selected object, a graphical dependence of the water cut deviation in the initial period of well operation from layered heterogeneity of the reservoir is found. The results of the study are the rationale for creating new technologies for the selective isolation of oil-layers. It should allow reversibly limiting the permeability of the low-permeability low-saturated part of the reservoir. Most of the existing technologies are aimed at the selective isolation of high-permeability and watered layers.

Key words: undersaturated oil reservoir; heterogeneity; initial water-cut; transition zone; layered heterogeneity; selective isolation of layers

Введение

Начальные геолого-физические свойства коллекторов и насыщающих их флюидов во многом определяют будущие показатели работы нефтедобывающих скважин и объекта нефтедобычи в целом. Однако некоторые процессы, протекающие в призабойной зоне пласта скважин, вскрывших молодые несформированные нефтяные залежи, характеризующиеся низкой начальной нефтенасыщенностью, не так очевидны.

Предполагается, что первоначальным флюидом, содержащимся в горной породе будущей нефтяной залежи, была вода. Микроскопические скопления углеводородов в гораздо меньших объемах после своего формирования были равномерно распределены по всей толщине осадочных горных пород, величина которой многократно превышала толщину будущего нефтяного пласта. В ходе многолетнего периода формирования нефтяных залежей на участках так называемых геологических ловушек (непроницаемый для углеводородов слой горной породы выпуклой вверх формы — антиклиналь) начинает скапливаться нефть, поднимающаяся вверх за счет разности плотностей нефти и воды [1]. В крупных порах и трещинах данный процесс массообмена идет относительно быстро, так как гравитационные силы преобладают над капиллярными. Процентное содержание нефти под ловушкой растет, а водонасыщенность, соответственно, снижается. Скорость роста нефтенасыщенности во времени неравномерна, как и неравномерна она для коллекторов различной проницаемости и для различной глубины залегания коллектора относительно кровли будущей залежи. Вне зависимости от времени формирования залежи полностью углеводороды заместить воду не могут (капиллярное защемление воды в мелких тупиковых порах).

К примеру, залежи нефти Ромашкинского месторождения характеризуются высокой начальной нефтенасыщенностью 98 % (сформированная нефтяная залежь). Низкую нефтенасыщенность можно встретить лишь в переходных зонах пласта на участках контактных водонефтяных зон залежей (КВНЗ). При этом переходные зоны относительно невелики по мощности (условно 0,5...1 м).

Продолжительный безводный период скважин, вскрывших такой пласт (переходная зона, как правило, не перфорируется), является обычным явлением [2–5].

Скважина может добыть более 70–80 % извлекаемых запасов нефти при обводненности продукции, не превышающей 5 %. Зашемленные, реликтовые воды никак не проявляют себя в процессе добычи основной части запасов нефти в области дренирования скважины, и основным источником обводнения в итоге становится вода, пришедшая либо с контура нефтеносности, либо от нагнетательных скважин, либо подтянутая подошвенная вода, либо прорвавшаяся в результате заколонных перетоков [6–12]. В первых двух случаях обводненность продукции скважин возрастает до 60–70 % (прорыв удаленных вод) и стабилизируется на период добычи от 5 до 15 % извлекаемых запасов нефти [13–17]. Вода добывается из высокопроницаемой части коллектора, но часть нефтеносного коллектора продолжает фильтровать нефть. В конечном итоге все пласты обводняются. Этот процесс обычно растягивается во времени серией водоизоляционных работ по скважине [18–20], что позволяет немного, но увеличить охват пласта дренированием в по-прежнему нефтенасыщенной части пласта.

Объект и методы исследования. Экспериментальная часть

По объектам нефтедобычи, пласты которых характеризуются низкой начальной нефтенасыщенностью от 35 до 70 %, зафиксировать явление продолжительного начального безводного периода возможно крайне редко. Это так называемые молодые объекты нефтедобычи с несформированными залежами, в которых массообменные процессы еще интенсивно протекают и далеки от финального замедления. Вся залежь нефти представляет собой одну большую переходную зону [21–24]. Техногенное вмешательство человека (бурение скважин, создание депрессии на пласт, формирование фильтрационного поля в области дренирования скважин) на данном этапе развития залежи сопровождается процессами, не характерными для сформированных залежей с начальной нефтенасыщенностью более 90 % и ограниченной переходной зоной в КВНЗ.

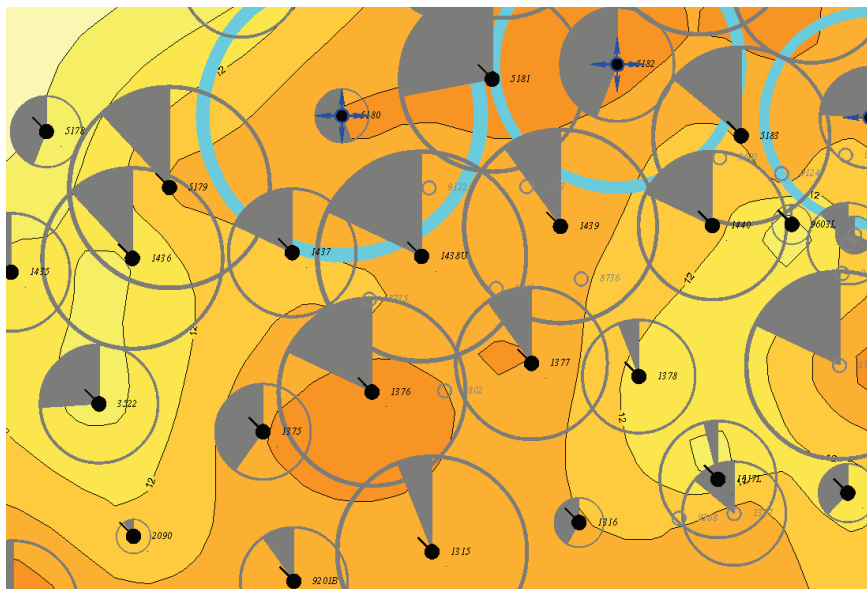


Рис. 1. Карта начальных нефтенасыщенных толщин с накопленными отборами нефти и жидкости и закачкой воды. Ватъеганское месторождение, аптский ярус, пласт АВ₁₋₃ (юго-запад)

На рисунке 1 представлен фрагмент карты начальных нефтенасыщенных толщин с накопленными отборами нефти и жидкости и закачкой воды Ватъеганского месторождения, аптский ярус, пласт АВ₁₋₃ (юго-запад). Данный объект характеризуется низкой (от 33 до 69 %) начальной нефтенасыщенностью продуктивных пластов [25, 26].

Для скважин с низкой начальной нефтенасыщенностью в большинстве случаев характерна высокая стартовая обводненность, обусловленная фазовой проницаемостью флюидов для конкретного типа коллектора (рис. 2). А вот начнет ли она расти, будет стабильной или упадет — сразу однозначно ответить не получается. Однако данный вопрос является ключевым при технико-экономическом обосновании возможности эффективной разработки подобных объектов на стадии разбуривания, где требуется знать стартовые и типовые характеристики будущих скважин [27–29].

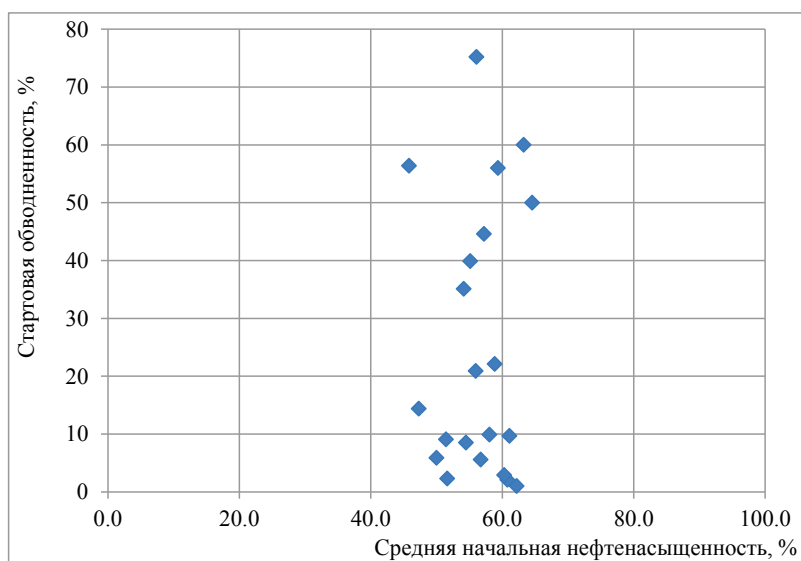


Рис. 2. Распределение стартовой обводненности скважин (первый месяц) от средней начальной нефтенасыщенности пластов. Ватъеганское месторождение, аптский ярус, пласт АВ₁₋₃ (юго-запад)

Предположим, что, так как на характер выработки пластов существенное влияние оказывает послойная неоднородность, то и на последовательность насыщения коллекторов в процессе формирования залежи она тоже будет влиять (рис. 3). И до того момента, пока пропластки различной проницаемости почти не выровнялись по нефтенасыщенности, приблизившись к максимальным значениям в 97–98 %, она (проницаемость) будет определять характер вытеснения нефти и, как итог, среднюю обводненность продукции скважин в начальный период.

В большинстве случаев вода (законтурная или закачиваемая), имея большую подвижность по отношению к нефти, прорывается по высокопроницаемым пропласткам, а низкопроницаемые нефтенасыщенные пропластки со временем отключаются. Но это справедливо для поздней стадии разработки и для сформировавшихся залежей.

По исследуемому же нами объекту ввиду опережающего насыщения («взросления») в период формирования залежи именно высокопроницаемой части коллектора (см. рис. 3) на первый план выходит неоднородность проницаемости коллектора пласта по разрезу. Далее было проведено исследование зависимости интересующего нас показателя (стартовой обводненности и характера ее последующего изменения) от этого параметра (проницаемостной неоднородности).

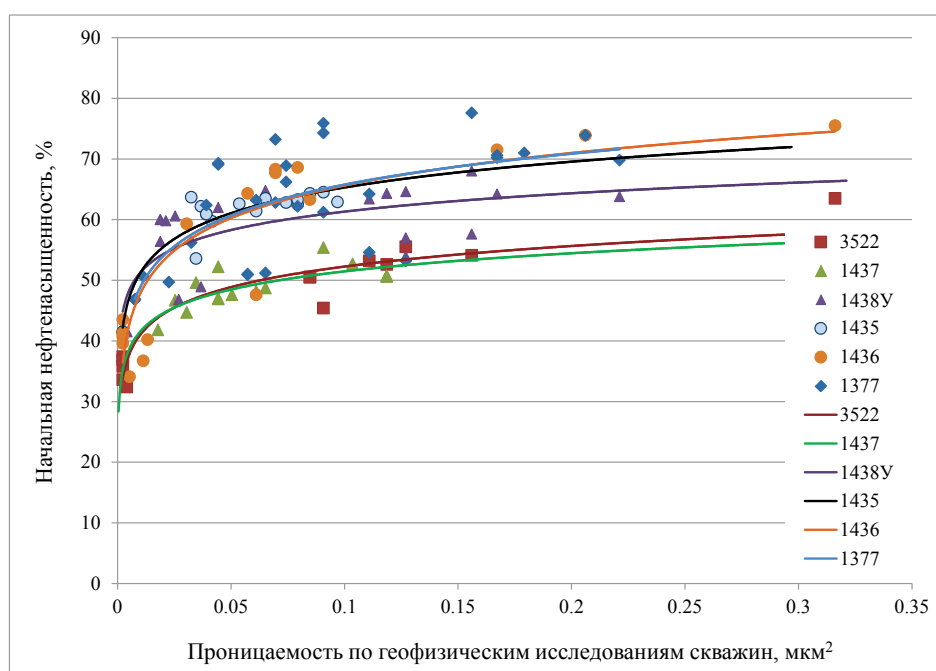


Рис. 3. Зависимость начальной нефтенасыщенности пропластков от их проницаемости в пределах разреза одной скважины (точки — значения по пропласткам; линия — общая закономерность; подпись — номер скважины). Ватъеганское месторождение, аптский ярус, пласт АВ₁₋₃ (юго-запад)

Результаты. Обсуждение

На рисунках 4–9 приведены показатели эксплуатации шести добывающих скважин Ватъеганского месторождения, работающих на участке залежи, представленном на рисунке 1. В рамках нашего исследования интерес представляют стартовые показатели и динамика обводненности продукции данных скважин.

Скважины были подобраны с целью продемонстрировать многообразие вариантов изменения характера начального обводнения. Первые три случая (см. рис. 4–6) являются редкими, вторые три случая встречаются гораздо чаще (см. рис. 7–9).

Из графиков (см. рис. 4–9) видно, что после ввода скважин в работу, спустя примерно полгода обводненность их меняется, но не всегда в большую сторону.

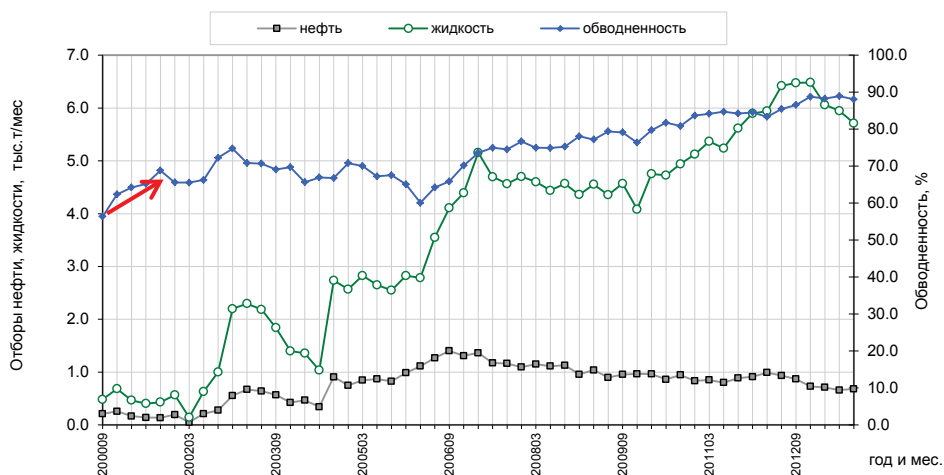


Рис. 4. Показатели скв. 3522 Ватъеганского месторождения

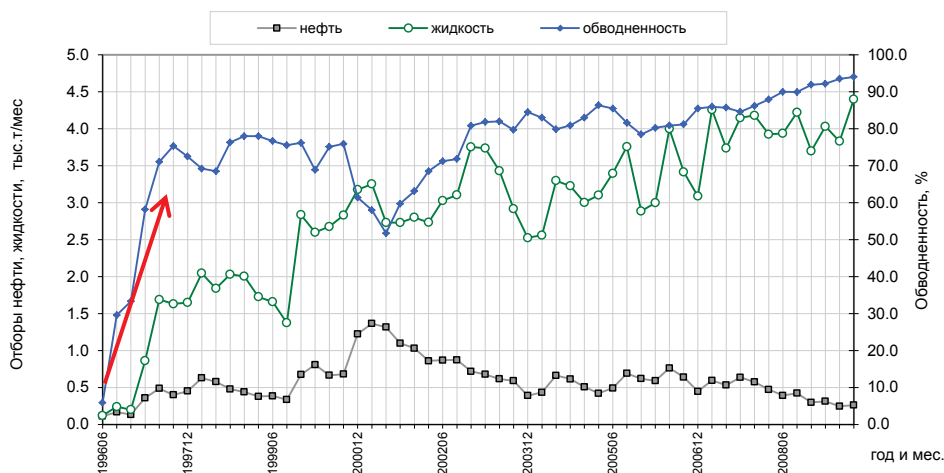


Рис. 5. Показатели скв. 1437 Ватъеганского месторождения

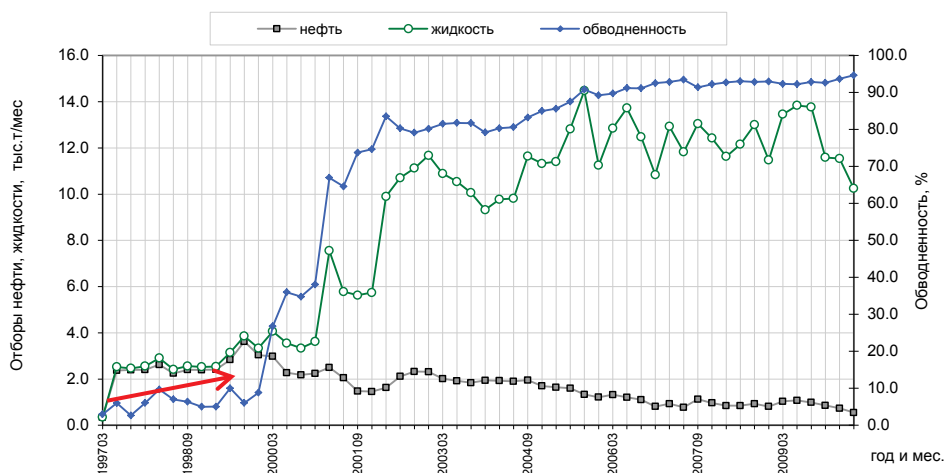


Рис. 6. Показатели скв. 1438У Ватъеганского месторождения

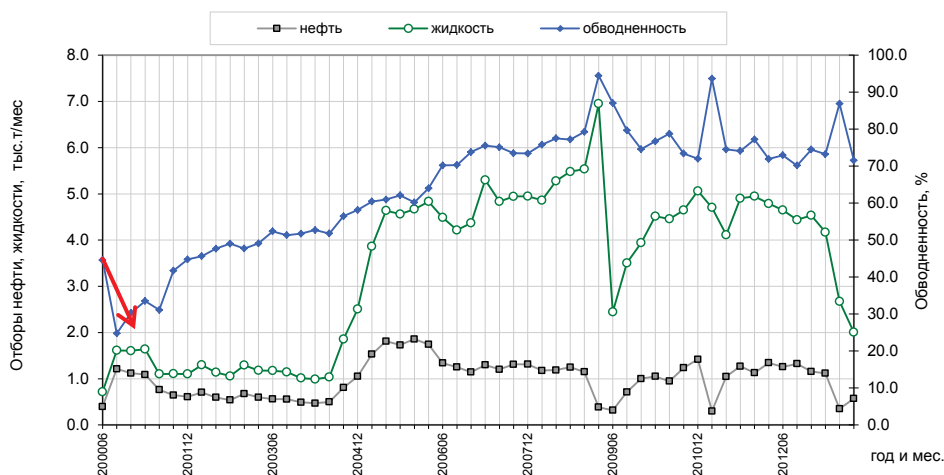


Рис. 7. Показатели скв. 1435 Ватъеганского месторождения

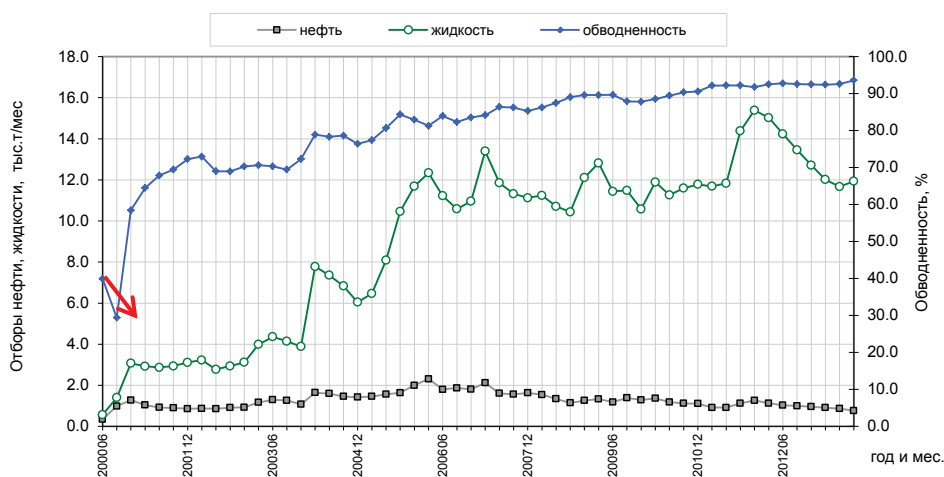


Рис. 8. Показатели скв. 1436 Ватъеганского месторождения

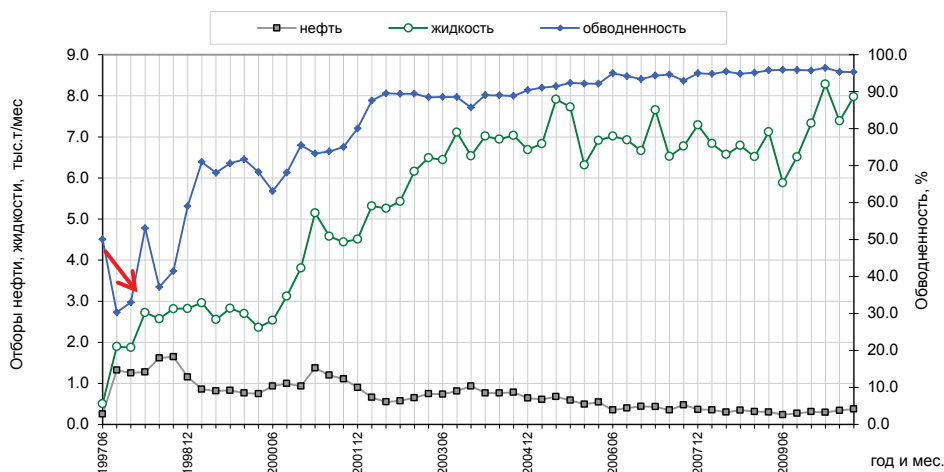


Рис. 9. Показатели скв. 1377 Ватъеганского месторождения

Сопоставление геолого-физических характеристик неоднородных продуктивных пластов скважин и изменения их начальной обводненности в условиях низкой начальной нефтенасыщенности пласта АВ₁₋₃ Ватъеганского месторождения

Номер скважины	Нефтенасыщенная толщина, м,	Пористость, %	Нефтенасыщенность, %	Проницаемость нефтенасыщенного коллектора, мкм ²	Послойная неоднородность нефтенасыщенного коллектора, отн.ед.	Стартовая обводненность, %	Обводненность в первые полгода работы, %	Отклонение обводненности от стартового уровня в начальный период, %
5183	15,7	21,7	58,8	0,0852	4,206	22,1	5,31	-16,8
1376	20,4	22,0	56,0	0,1589	7,658	20,9	5,9	-15,0
1375	18,3	22,9	58,1	0,1930	3,908	9,9	2,9	-7,0
1440	13,2	21,3	56,7	0,1008	2,875	5,6	2,3	-3,3
1316	15,1	20,2	47,3	0,0485	4,521	14,4	6,4	-8,0
1435	10,4	20,8	57,2	0,0494	5,898	44,6	24,7	-19,9
5182	19,3	23,0	59,4	0,5524	8,851	56	33	-23,0
1377	18,3	22,0	64,6	0,1032	3,58	50	30,3	-19,7
1439	16,8	22,3	60,8	0,1350	4,648	2,1	1,3	-0,8
1436	8,4	20,6	55,2	0,0665	1,523	39,9	29,4	-10,5
1378	10,8	23,9	61,1	0,4756	2,16	9,7	7,18	-2,5
1315	16,9	22,1	63,3	0,4725	8,281	60	45,2	-14,8
5180	18,6	23,7	54,5	0,4215	4,73	8,5	6,6	-1,9
2090	12,2	20,5	56,1	0,0367	3,105	75,2	84,1	8,9
3522	7,4	21,1	45,8	0,0866	1,726	56,4	68,8	12,4
1317	19,1	19,9	54,2	0,0365	2,291	35,1	46,9	11,8
5178	6,3	21,6	51,5	0,0847	1,685	9,1	16,6	7,5
1438У	18	21,9	60,3	0,1026	2,346	2,9	6	3,1
1437	14,9	21,8	50,0	0,0690	1,657	5,9	29,6	23,7
5179	16,2	22,1	51,6	0,0778	0,786	2,3	13	10,7
5181	18,9	23,2	62,2	0,2834	2,618	1	13	12,0

В таблице приведены основные геолого-физические характеристики продуктивных пластов скважин рассматриваемого участка и изменения их начальной обводненности в условиях низкой начальной нефтенасыщенности пласта АВ₁₋₃ Ватъеганского месторождения.

Нефтенасыщенная толщина, пористость, нефтенасыщенность, проницаемость, послойная неоднородность были сопоставлены со стартовой обводненностью, обводненностью в первые полгода работы и отклонением обводненности от стартового уровня в начальный период.

После попарного рассмотрения графических зависимостей сопоставляемых параметров была выделена наиболее значимая, которой стала зависимость отклонения стартовой обводненности от послойной неоднородности пласта (рис. 10), где «отклонение стартовой обводненности» — это отклонение обводненности от стартового уровня в начальный период (см. таблицу, девятый столбец; см. рис. 4–9, стрелки на рисунках).

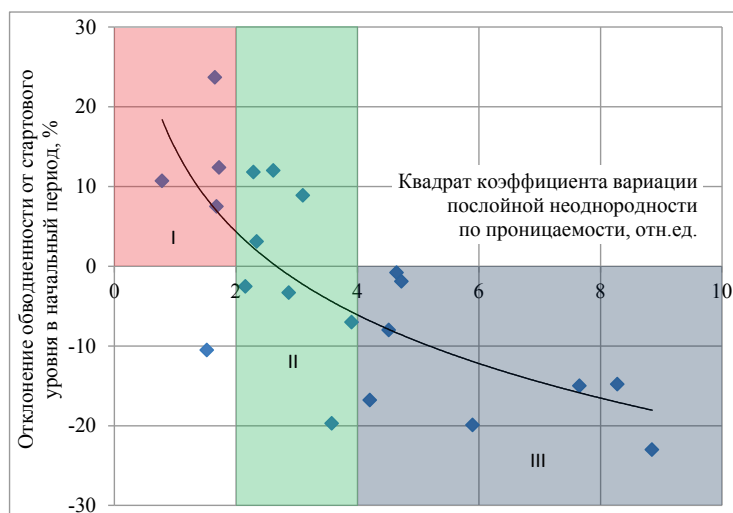


Рис. 10. Оценка зависимости отклонения стартовой обводненности в начальный период от послойной неоднородности для недонасыщенных нефтью коллекторов

В пределах данного построения были выделены три условные зоны, соответствующие различному уровню послойной неоднородности пласта в диапазонах: от 0 до 2; от 2 до 4; от 4 и более отн.ед. (см. рис. 10). Выделение этих зон осуществлялось по принципу разграничения областей с устойчивыми (в большинстве случаев) фактами положительных и отрицательных отклонений обводненности. Между этими зонами образовалась третья, в которой представлены как положительные, так и отрицательные величины. Абсолютные величины границ зон (послойная неоднородность) были округлены до целых значений. Продолжение исследования по большему числу скважин позволит уточнить величину данных границ.

Выводы

- Причиной начала исследований, результаты которых представлены в данной работе, были необычные стартовые показатели по обводненности ряда скважин Ватъеганского месторождения пласта АВ₁₋₃.
- Результатом попарного сопоставительного анализа является полученная графическая зависимость отклонения стартовой обводненности от послойной неоднородности пласта для недонасыщенных нефтью коллекторов.

- Чем выше послойная неоднородность коллектора пласта по проницаемости (квадрат коэффициента вариации более 4 отн.ед.), тем более предпочтителен данный участок для разбуривания.
- При разбуривании относительно однородных по разрезу пластов (неоднородность менее 2 отн.ед.) с высокой степенью вероятности прогнозируется их быстрое обводнение до 75–85 % (характерно для условий паста АВ₁₋₃ Ватьеганского месторождения).
- Стартовая обводненность в диапазоне неоднородности от 2 до 4 отн.ед. однозначно не прогнозируется.
- Селективные технологии изоляции коллекторов, направленные на изоляцию обводненной высокопроницаемой его части в подобных условиях бессмысленны. Требуется новые решения, позволяющие обратимо ограничивать проницаемость низкопроницаемой низконасыщенной части коллектора.

Библиографический список

1. Гафаров Ш. А., Лысенков А. В. Физика пласта / Уфимский гос. нефтяной технический ун-т. – Уфа: Монография, 2008. – 223 с.
2. Фаттахов И. Г. Методика идентификации путем обводнения нефтяных скважин [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 3. – С. 154–159. – Режим доступа: <http://ogbus.ru/article/view/metodika-identifikacii-putej-obvodneniya-neftyanyx-skvazhin>.
3. Динамика перераспределения нефти и воды в призабойной зоне пласта / Ю. В. Зейгман [и др.]. – Уфа: Фонд содействия развитию научных исследований, 1998. – 96 с.
4. Пат. 2161246 РФ. № 99111569/03. Способ снижения обводненности продукции нефтяных добывающих скважин / Баграмов К. А., Дьячук И. А., Луценко А. А., Репин Д. Н., Тянь Н. С., Хасанов М. М.; заявл. 01.06.1999; опубл. 27.12.2000, Бюл. № 35. – 12 с.
5. Сагитов Д. К. Накопление «визуального опыта» с целью дальнейшего прогнозирования процесса обводнения скважин на основе статистического моделирования // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 12. – С. 30–35.
6. Частотный анализ взаимовлияния соседних скважин по изменению объемов закачки и обводненности продукции по истории эксплуатации / С. Х. Абдульмянов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 11. – С. 20–24.
7. Оценка степени взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин методом распознавания образов по истории их эксплуатации / Д. К. Сагитов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 35–36.
8. Владимиров И. В., Альмухаметова Э. М., Велиев Э. М. Условия эффективного применения заводнения горячей водой при разработке послойно неоднородных по проницаемости пластов с высоковязкой нефтью // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 9. – С. 62–65.
9. Абызбаев И. И., Андреев В. Е. Прогнозирование эффективности физико-химического воздействия на пласт // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 3. – С. 167–176.
10. Водогазовое воздействие — перспективный метод увеличения нефтеотдачи месторождений с карбонатными коллекторами / Р. В. Вафин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 1. – С. 38–42.
11. Исследование совместимости пластовых флюидов и рабочих агентов для предотвращения осложнений при кислотных обработках в условиях Могдинского месторождения / Л. И. Гильмутдинова [и др.] // Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике. Материалы VI Междунар. науч.-практ. конф. / Отв. ред. К. Ш. Ямалетдинова. – 2017. – С. 118–126.
12. Комплексный подход к разработке дизайна кислотных обработок скважин им. Р. Требса / А. Е. Фоломеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 72–75.
13. Способы оценки эффективности формирования системы заводнения на объекте Западно-Усть-Балыкского месторождения / В. А. Проскурин [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – № 6. – С. 36–38.
14. Сагитов Д. К., Хальзов А. А., Лепихин В. А. Оперативная коррекция компенсации отборов закачкой на нефтяных месторождениях // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 26–28.

15. Сарваретдинов Р. Г., Сагитов Д. К. Использование геолого-математической модели пласта при сопоставлении средних значений пористости и проницаемости различных по неоднородности пластов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2008. – № 10. – С. 15–20.
16. Моделирование процессов нефтеизвлечения из анизотропного пласта при различных режимах разработки залежи / Н. И. Хисамутдинов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 1. – С. 5–7.
17. Классификация участков залежей на геологические тела в деформированных структурах пласта и унификации схем размещения скважин для гидродинамического моделирования / Н. И. Хисамутдинов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 6. – С. 54–59.
18. Бахтизин Р. Н., Фаттахов И. Г. Ранги регулирования снижения добычи попутной воды [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 5. – С. 206–212. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=17998418>.
19. Нигматуллин Э. Н., Акчурин Х. И., Ленченкова Л. Е. Обоснование механизма гелеобразования в растворах полисиликатов натрия при действии кислот // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 3. – С. 375–383.
20. Пат. 2299977 РФ, МПК Е 21 В 43/16. № 2005102581/03. Способ добычи нефти на поздней стадии разработки нефтяной залежи, подстилаемой водой / Хисамутдинов Н. И., Владимиров И. В., Тазиев М. М., Сагитов Д. К., Алексеев Д. Л., Буторин О. И. заявл. 03.02.2005; опубл. 27.05.2007, Бюл. № 15.
21. Изучение физико-химических свойств гелеобразующей системы на основе алюмосиликатов / Л. Е. Ленченкова [и др.] // Разработка и совершенствование методов увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов: сборник. – Уфа: Гилем, 1998. – С. 192–195.
22. Геолого-технологические особенности разработки нефтяных месторождений юго-запада Башкортостана / В. Ф. Мерзляков [и др.]. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1998. – 150 с.
23. Многофункциональные скважины для разработки залежей высоковязкой нефти / А. И. Пономарев [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 8. – С. 20–24.
24. Комплексные технологии воздействия на трудноизвлекаемые и остаточные запасы нефти / А. Р. Хафизов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9, № 3. – С. 40–44.
25. Уточнение трехмерной геологической модели пласта АВ1-2 Ватъеганского нефтяного месторождения в пределах объекта исследования / Ю. А. Котенев [и др.] // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб. науч. тр. – Уфа, 2013. – С. 199–204.
26. Зональное изменение фильтрационно-емкостных свойств пород Ватъеганского месторождения по результатам исследования керна / А. Н. Лесной [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 1. – С. 22–28.
27. Алексеев А. С. Оценка чувствительности объекта АВ1-3 Ватъеганского нефтяного месторождения к изменению в системе поддержания пластового давления на базе ретроспективного анализа // Наука и бизнес: пути развития. – 2019. – № 6 (96). – С. 18–21.
28. Каримов Р. М. Влияние особенностей геологического строения и формирования залежей на эффективность выработки запасов основных продуктивных пластов Повховского и Ватъеганского месторождений: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2002. – 170 с.
29. Особенности распределения физических свойств нефти в пластах Ватъеганского нефтяного месторождения / Л. Р. Фазылова [и др.] // Сборник научных трудов 43-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 60-летию филиала УГНТУ в г. Октябрьском. Материалы в 2 томах. – Том 1. – 2016. – С. 263–267.

References

1. Gafarov, Sh. A., & Lysenkov, A. V. (2008). *Fizika plasta*. Ufa, Monografiya Publ., 223 p. (In Russian).
2. Fattakhov, I. G. (2001). The identification technique of oil well water invasion ways. *Oil and Gas Business*, (3), pp. 160–164. (In English). Available at: http://ogbus.ru/files/ogbus/eng/authors/FattakhovIG/FattakhovIG_1e.pdf
3. Zeygman, Yu. V., Vasil'ev, V. I., Oblekov, G. I., & Demin, V. M. (1998). *Dinamika pereraspredeleniya nefi i vody v prizaboynoy zone plasta*. Ufa, Fond sodeystviya razvitiyu nauchnykh issledovaniy Publ., 96 p. (In English).

4. Bagramov, K. A., D'yachuk, I. A., Lutsenko, A. A., Repin, D. N., Tyan, N. S., & Khasanov, M. M. Sposob snizheniya obvodnennosti produktssii neftyanykh dobyvayushchikh skvazhin. Pat. 2161246 RF. № 99111569/03. Applied: 01.06.1999. Published: 27.12.2000, Byul. № 35, 2 p. (In Russian).
5. Sagitov, D. K. (2005). Nakoplenie "vizual'nogo opyta" s tsel'yu dal'neyshego prognozirovaniya protsessa obvodneniya skvazhin na osnove statisticheskogo modelirovaniya. Oilfield Engineering, (12), pp. 30-35. (In Russian).
6. Abdulmyanov, S. Kh., Sagitov, D. K., Safiullin, I. R., & Astakhova, A. N. (2012). Frequency analysis of adjoining wells interference causing change of volumes of water injecting and product water-flooding performed on the basis of operational history. Oilfield Engineering, (11), pp. 20-24. (In Russian).
7. Sagitov, D. K., Safiullin, I. R., Lepikhin, V. A., & Arzhilovsky, A. V. (2012). Assessment of cross impact of production and injection wells with the help of application of method of pattern recognition by history of their operation. Oilfield Engineering, (1), pp. 35-36. (In Russian).
8. Vladimirov, I. V., Almuhametova, E. M., & Veliyev E. M. (2016). Conditions of the effective use of hot water flooding for development of heavy oil deposits with non-uniform permeability. Oil Industry, (9), pp. 62-65. (In Russian).
9. Abyzbaev, I. I., & Andreev, V. E. (2005). Prognosis of the physical and chemical method to increase flooding efficiency, Neftegazovoye delo, (3), pp. 167-176. (In Russian).
10. Vafin, R. V., Zaripov, M. S., Taziev, M. M., Chukashev, V. N., Butorin, O. I., Vladimirov, I. V., & Sagitov, D. K. (2005). Vodogazovoe vozdeystvie - perspektivnyy metod uvelicheniya nefteotdachi mestorozhdeniy s karbonatnymi kollektorami. Oilfield Engineering, (1), pp. 38-42. (In Russian).
11. Gil'mutdinova, L. I., Voloshin, A. I., Shadrina, P. N., Komkov, A. A., Folomeev, A. E., & Lenchenkova, L. E. (2017). Issledovanie sovmestimosti plastovykh flyuidov i rabochnikkh agentov dlya predotvrashcheniya oslozhneniy pri kislotnykh obrabotkakh v usloviyakh Mogdinskogo mestorozhdeniya. Innovatsii i naukoemkie tekhnologii v obrazovanii i ekonomike. Materialy VI Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, pp. 118-126. (In Russian).
12. Folomeev, A. E., Vakhrushev, S. A., Sharifullin, A. R., Lenchenkova, L. E., Nabiullin, R. M., & Fedorov, A. I. (2014). Integrated approach to well acidizing design on R.Trebs oil field (Timan-Pechora Basin). Oil Industry, (8), pp. 72-75. (In Russian).
13. Proskurin, V. A., Khisamutdinov, N. I., Antonov, M. S., & Sagitov, D. K. (2013). Some techniques applied for assessment of water-flooding system efficiency and formation at one of the objects of Western Ust-Balyk field. Automation, telemechanization and communication in the oil industry, (6), pp. 36-38. (In Russian).
14. Sagitov, D. K., Khalzov, A. A., & Lepikhin, V. A. (2012). Prompt correction of compensation of liquid removals by means of water injection in oil fields. Oilfield Engineering, (1), pp. 26-28. (In Russian).
15. Sarvaretidinov, R. G., & Sagitov, D. K. (2008). Ispol'zovanie geologo-matematicheskoy modeli plasta pri sopostavlenii srednikh znacheniy poristosti i pronitsaemosti razlichnykh po neodnorodnosti plastov. Automation, telemechanization and communication in the oil industry, (10), pp. 15-20. (In Russian).
16. Hisamutdinov, N. I., Vladimirov, I. V., Sagitov, D. K., & Abdulmyanov, S. H. (2010). Modeling of oil recovery from anisotropic layer under various regimes of deposit (CO) development. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (1), pp. 5-7. (In Russian).
17. Khisamutdinov, N. I., Sagitov, D. K., Shaislamov, V. Sh., & Listik, A. R. (2012). Classification of deposits' sectors for geological bodies in formations' deformed structures and standardization of schemes of wells' placement for hydrodynamic modeling. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (6), pp. 54-59. (In Russian).
18. Bakhtizin, R. N., & Fattakhov, I. G. (2011). Regulation ranks of associated water production decrease. Neftegazovoye delo, (5), pp. 203-219. (In English). Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=17998419>
19. Nigmatullin, E. N., Akchurin, Kh. I., & Lenchenkova, L. E. (2012). The explanation mechanism of gelation in sodium polysilicate solutions with acids effect study. Neftegazovoye delo, (3), pp. 375-383. (In Russian).
20. Khisamutdinov, N. I., Vladimirov, I. V., Taziev, M. M., Sagitov, D. K., Alekseev, D. L., & Butorin O. I. Sposob dobychi nefti na pozdney stadii razrabotki neftyanoy zalezhi, podstilaemoy vodoy. Pat. 2299977 RF, MPK E 21 V 43/16. № 2005102581/03. Applied: 03.02.2005. Published: 27.05.2007, Byul. № 15. (In Russian).

21. Lenchenkova, L. E., Luk'yanova, N. Yu., Mukhametzyanova, R. S., Ganiev, R. R., & Fakhretdinov, R. N. (1998). *Izuchenie fiziko-khimicheskikh svoystv geleobrazuyushchey sistemy na osnove alyumosilikatov. Razrabotka i sovershenstvovanie metodov uvelicheniya nefteotdachi trudnoizvlekaemykh zasposov*, Ufa, Gilem Publ., pp. 192-195. (In Russian).
22. Merzlyakov, V. F., Nosachev, A. A., Andreev, V. E., Kotenev, Yu. A., & Khayredinov, N. Sh. (1998). *Geologo-tekhnologicheskie osobennosti razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy yugozapada Bashkortostana*. Moscow, VNIIOENG JSC Publ., 150 p. (In Russian).
23. Ponomarev, A. I., Denislamov, I. Z., Vladimirov, I. V., Mindiyarov, F. F., & Shayakhmetov A. I. (2017). Multifunctional wells for high-viscous deposits development. *Oilfield Engineering*, (8), pp. 20-24. (In Russian).
24. Hafizov, A. R., Tchizhov, A. P., Chibisov, A. V., Orlovski, S. L., & Popov, S. A. (2011). Complex technologies of influence on gravely extracted and residual stocks of oil. *Neftegazovoye delo*, 9(3), pp. 40-44. (In Russian).
25. Kotenev, Yu. A., Kazhdan, M. V., Sultanov, Sh. Kh., & Dulkarnaev, M. R. (2013). Utochnenie trekhmernoy geologicheskoy modeli plasta AV1-2 Vat'eganskogo neftyanogo mestorozhdeniya v predelakh ob'ekta issledovaniya. *Neftegazovye tekhnologii i novye materialy. Problemy i resheniya*. Ufa, pp. 199-204. (In Russian).
26. Lesnoy, A. N., Bochkarev, A. V., Bronskova, E. I., Kalugin, A. A., & Vyatchinin, M. M. (2016). Zoning change of rocks' characteristics of Vategansky field on the basis of core study results. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (1), pp. 22-28. (In Russian).
27. Alekseev, A. S. (2019). Evaluation of Sensitivity of the AV1-3 Vatyeganskoye Oil Field to Changes in the System of Reservoir Pressure Maintenance on the Basis of Retrospective Analysis. *Science and Business: Ways of Development*, (6(96)), pp. 18-21. (In Russian).
28. Karimov, R. M. (2002). *Vliyanie osobennostey geologicheskogo stroeniya i formirovaniya zalezhey na effektivnost' vyrabotki zasposov osnovnykh produktivnykh plastov Povkhovskogo i Vat'eganskogo mestorozhdeniy*. Diss. kand. tekhn. nauk. Ufa, 170 p. (In Russian).
29. Fazylova, L. R., Kotenev, Yu. A., Chudinova, D. Yu., Valeev, A. S., & Dulkarnaev, M. R. (2016). Osobennosti raspredeleniya fizicheskikh svoystv nefti v plastakh Vat'eganskogo neftyanogo mestorozhdeniya. *Sbornik nauchnykh trudov 43rd Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii molodykh uchenykh, aspirantov i studentov, posvyashchennoy 60-letiyu filiala UGNTU v gorode Oktyabr'skom. Materialy v dvukh tomakh*, Tom 1, pp. 263-267. (In Russian).

Сведения об авторах

Сагитова Идалия Минибаевна, специалист в области разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Сагитов Дамир Камбирович, д. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, e-mail: sagitovdk@inbox.ru

Зейгман Юрий Вениаминович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Information about the authors

Idaliia M. Sagitova, Specialist in the Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University

Damir K. Sagitov, Doctor of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, e-mail: sagitovdk@inbox.ru

Yury V. Zeigman, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University