

Влияние фильтрационно-емкостной неоднородности низкопроницаемых коллекторов на локализацию запасов нефти на поздней стадии разработки

Т.К. Апасов¹, С.И. Грачев¹, А.Г. Кудияров^{2*}

1 – Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

2 – АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск, Россия

E-mail: *kudiarov2014@yandex.ru

Аннотация. Рассмотрен процесс локализации остаточных извлекаемых запасов нефти в низкопроницаемых, макронеоднородных песчаных коллекторах с упорядоченной слоистостью пласта X-8 месторождения Y. В результате исследования фациальной принадлежности песчаников, фильтрационно-емкостной матрицы коллектора, регионального стресса, текущего состояния разработки месторождения и анализа процесса эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин выявлены зоны невыработанных запасов для уплотняющего бурения новых скважин и боковых стволов между рядами нагнетательных скважин. Обоснован учет рассматриваемой совокупности факторов в построении гидродинамической модели высоконеоднородного коллектора и при контроле разработки.

Ключевые слова: фация, неоднородность, локализация запасов нефти между рядами нагнетательных скважин, слоистость, текстура, анизотропия, региональный стресс.

Для цитирования: Апасов Т.К., Грачев С.И., Кудияров А.Г. Влияние фильтрационно-емкостной неоднородности низкопроницаемых коллекторов на локализацию запасов нефти на поздней стадии разработки // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 103–116. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art8>

На процесс нефтеизвлечения на поздней стадии освоения нефтяных месторождений существенно влияет высокая макро- и микронеоднородность пластовых систем. Объекты эксплуатации имеют сложную структуру порового пространства и пониженные значения фильтрационно-емкостных свойств. Для повышения эффективности выработки запасов нефти необходимо разработать модель, соответствующую реальным геолого-физическим условиям залежи, на основании экспериментальных и аналитических исследований создать наиболее приемлемую концепцию извлечения остаточных запасов нефти. Известно, что в проектных документах используются средние значения коэффициентов продуктивности и полной

неоднородности, вычисленные в целом для залежи. При значительном различии геолого-физических параметров отдельных участков их выделяют в виде геометрических правильных зон. Несомненно, что это не соответствует фактическому строению залежи нефти, так как зоны аккумуляции флюидов на разных участках залежей контролируются совокупностью определенных факторов [1].

С учетом особенностей строения терригенного коллектора, обусловленных условиями его формирования, изучены микрослоистая, слоистая (текстурная) и гранулометрическая (макрослоистая) фильтрационно-емкостные неоднородности пласта X-8.

Появление в нефтегазопромысловой отрасли новых технологий, в том числе математического моделирования процесса разработки залежи, позволяет комплексно использовать все типы фильтрационно-емкостной неоднородности пласта в локализации остаточных извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки.

Объект исследования – пласт X-8 одного из крупных месторождений Западной Сибири – разрабатывается с 1987 года, обводненность пласта (по данным 2017 г.) составляет 90%, коэффициент извлечения нефти – 15%.

Пласт X-8 формировался в мелководно-морских условиях осадконакопления, для которых характерна резкая изменчивость пород как по площади, так и по разрезу [2]. В соответствии с седиментационной моделью, формирование баровой постройки происходило в результате последовательного бокового наращивания песчаного тела в несколько трансгрессионно-регрессионных циклов (рис. 1). Волны, движущиеся в направлении движения ветра, под углом врезались в пляж и перемещались вниз вдоль пляжа.



	К _{пр.} , мД	Н _{эфф.} , м
Покровные отложения		
Мелководно-морские, шельфовые, баровые	7–30	10–35
Краевые части песчаный тел (баров)	3–7	4–15
Лагунные и склоновые глинистые отложения	0–3	0–6
Потоковые (транзитные) отложения		
Промоины разрывных течений	0–6	0–8
Транзитные зоны	3–10	4–10
Склоновые врезы	15–50	20–40

Рис. 1. Фациальная модель пласта X-8

Первый тип фильтрационно-емкостной неоднородности – микро-слоистая, которая связана с направленной ориентировкой зерновой матрицы коллектора и обусловлена гидродинамическими особенностями формирования песчаников. Лабораторные исследования керн на многих месторождениях с баровым типом коллектора показали значительную изменчивость проницаемости вдоль и вкрест

простирая текстурных элементов песчаного тела [3]. Установлено, что на месторождениях-аналогах вдоль направления слоистости проницаемость при равных значениях пористости у баровых песчаников в 2–3 раза выше, чем перпендикулярно слоистости (рис. 2). Это объясняется тем, что песчаники баровой фации образуют хорошо связанные почти непрерывные тела, вытянутые по простиранию бара.

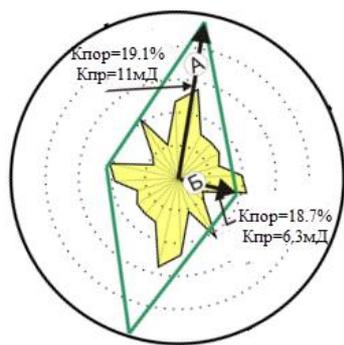
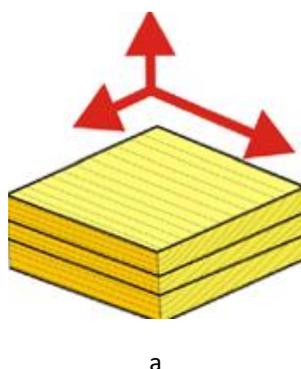


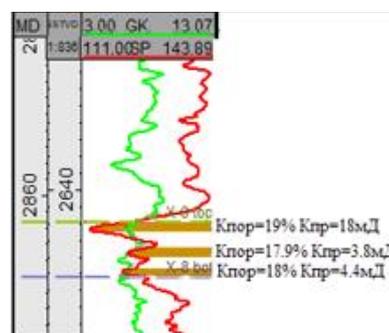
Рис. 2. Микрослоистая неоднородность. Значения анизотропии проницаемости и пористости относительно удлиненных зерен кварца в пласте-аналог

Вдольбереговые баровые песчаники пласта X-8, имеющие слоистость волновой ряби и ряби течений, представляют собой совокупность наложенных друг на друга слоистых тел, которые по структуре организации косой слоистости относятся к *упорядоченному типу слоистой фильтрационно-емкостной неоднородности пласта* (рис. 3а). Связана она с текстурными особенностями породы и отражает характер изменения слоистости в объеме коллектора. Слоистая неоднородность предопределяет пространственную анизотропию фильтрации

терригенного резервуара и контролирует охват залежи нефти по площади при ее разработке [4]. Учитывая, что формирование слоев пласта X-8 связано с волноприбойной деятельностью моря, отлагающимся прослойкам свойственно частое их чередование в направлении, перпендикулярном береговой линии и хорошая латеральная прослеживаемость вдоль нее. В таких коллекторах с упорядоченной косой слоистостью движение углеводородов вдоль простираения слоистости будет проходить значительно быстрее, чем поперек [4, 5].



а



б

Рис. 3. Типы фильтрационно-емкостной неоднородности баровых песчаников пласта X-8: а – слоистая (упорядоченный тип); б – гранулометрическая

На основе известного системного анализа [6] выполнены исследования особенностей эксплуатации пласта X-8. Анализ разработки песчаников с различным типом слоистой неоднородности (рис. 4, 5) показывает, что среднегодовая накопленная добыча нефти при равных значениях произведения проницаемости пласта K и

его эффективной толщины h в баровых песчаниках, имеющих упорядоченно-слоистую текстуру, значительно выше, чем в коллекторах с хаотичной слоистостью (фация промоин разрывных течений), имеющих волнистую слоистость и полное отсутствие выдержанности прослоев в каком-либо направлении (см. рис. 5, рис. 6).

Отбор нефти из отдельных участков слоистой структуры слоистости



Рис. 4. Характеристика притока нефти в песчаниках с хаотичным типом слоистой неоднородности пласта X-8

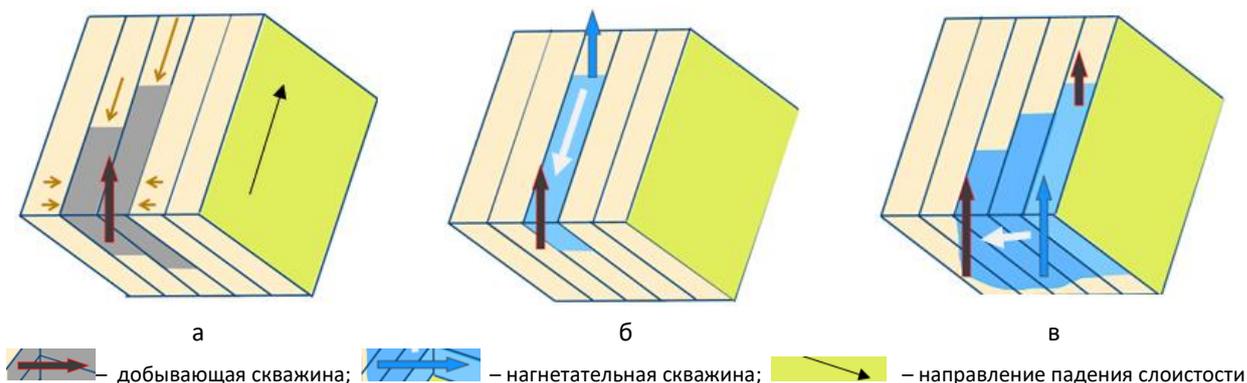


Рис. 5. Характеристика притока нефти в песчаниках с хаотичным типом слоистой неоднородности пласта X-8: а – очаговый отбор нефти; б – активное вытеснение из высокопроницаемых прослоев; в – поршневое вытеснение

Это обусловлено тем, что в баровых песчаниках осуществляется постоянный приток углеводородов в скважину из дальней зоны коллектора вдоль простирания слоистости (см. рис. 5а), а также эффективно осуществляется передача давления от

нагнетательных к добывающим скважинам. В песчаниках промоин разрывных течений, в связи с хаотичной слоистостью, работает лишь призабойная зона пласта и продвижение фронта закачки к добывающим скважинам затруднено (см. рис. 4).

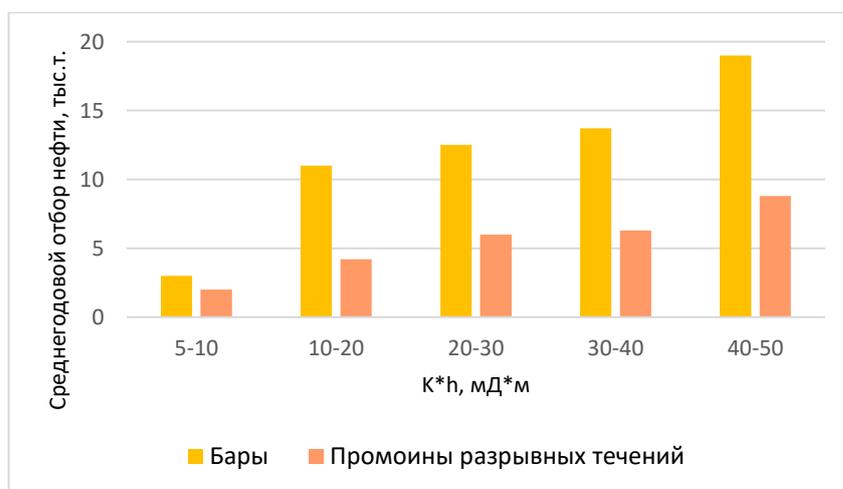


Рис. 6. Среднегодовой отбор нефти из пласта X-8 в разнофациальных типах песчаника

Однако, приведенная гистограмма (рис. 7) указывает на опережающее обводнение добывающих скважин при формировании фронта нагнетания по простиранию слоистости относительно добывающих скважин и расположении фронта нагнетания по падению слоистости в баровых песчаниках. Это связано со следующим *типом фильтрационно-емкостной неоднородности* – *гранулометрическим (макрослоистым)*. Данный тип фильтрационно-емкостной неоднородности характеризуется определенным трендом изменения гранулометрического состава пород по разрезу пласта, зависящим от условий его формирования [4]. Для трансгрессивных и регрессивных баровых песчаников пласта X-8, имеющих колоколовидную и воронкообразную формы диаграммы потенциалов собственной поляризации [7], эти различия выражаются в направленном изменении гранулометрии, содержании

цемента и, как следствие, пористости и проницаемости по разрезу от подошвы к кровле пласта. И, соответственно, происходит интенсивное продвижение ограниченных объемов вытесняемой нефти по относительно малой зоне высокопроницаемого пласта, где происходит прорыв воды в добывающую скважину (см. рис 5б). При формировании фронта закачки по падению слоистости вытеснение нефти происходит последовательно как из высоко-, так и низкопроницаемых прослоев (см. рис. 5в). Таким образом, в макронеоднородных коллекторах с упорядоченной слоистостью, проницаемость вдоль простирания слоистости выше, чем в направлении падения слоев, в то время как коэффициент вытеснения нефти более значителен при формировании фронта закачки по падению слоистости, чем перпендикулярно к ней.

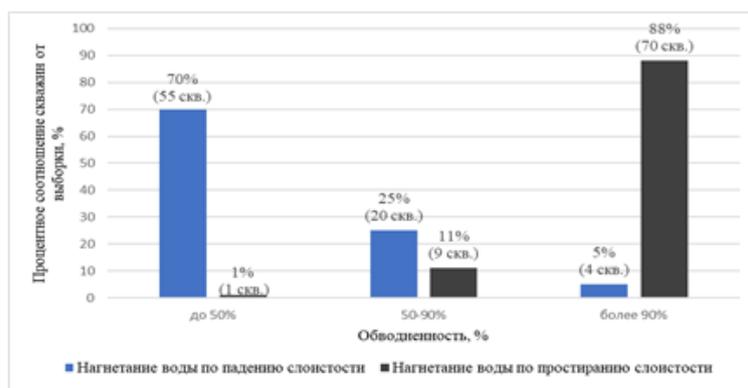


Рис. 7. Процентное соотношение скважин с различной степенью обводненности для песчаников с упорядоченным типом слоистой неоднородности пласта X-8

С целью выявления влияния слоистой неоднородности и макронеоднородности на коэффициенты нефтеотдачи по различным направлениям в упорядоченно-слоистом, макронеоднородном песчанике выполнен анализ результатов применения

семиточечной системы разработки по скважинам 1829, 1831, 1720, 1725, 1721, 1726, 1727 центральной части пласта X-8, имеющих сходные геолого-физические условия эксплуатации (табл. 1), см. рис. 8–10.

Таблица 1

Геолого-физические характеристики пласта X-8

№ скважины	H _{эфф} , м	K _{прон} , мкм ² *м	μ, мПа*с	Гидропроводность, мкм ² *м/мПа*с
1829	11	2,5	0,6	46
1831	13	2,4	0,6	52
1720	13	2,4	0,6	52
1725	16	2,3	0,6	61
1721	11	2,4	0,6	44
1726	12	2,5	0,6	50

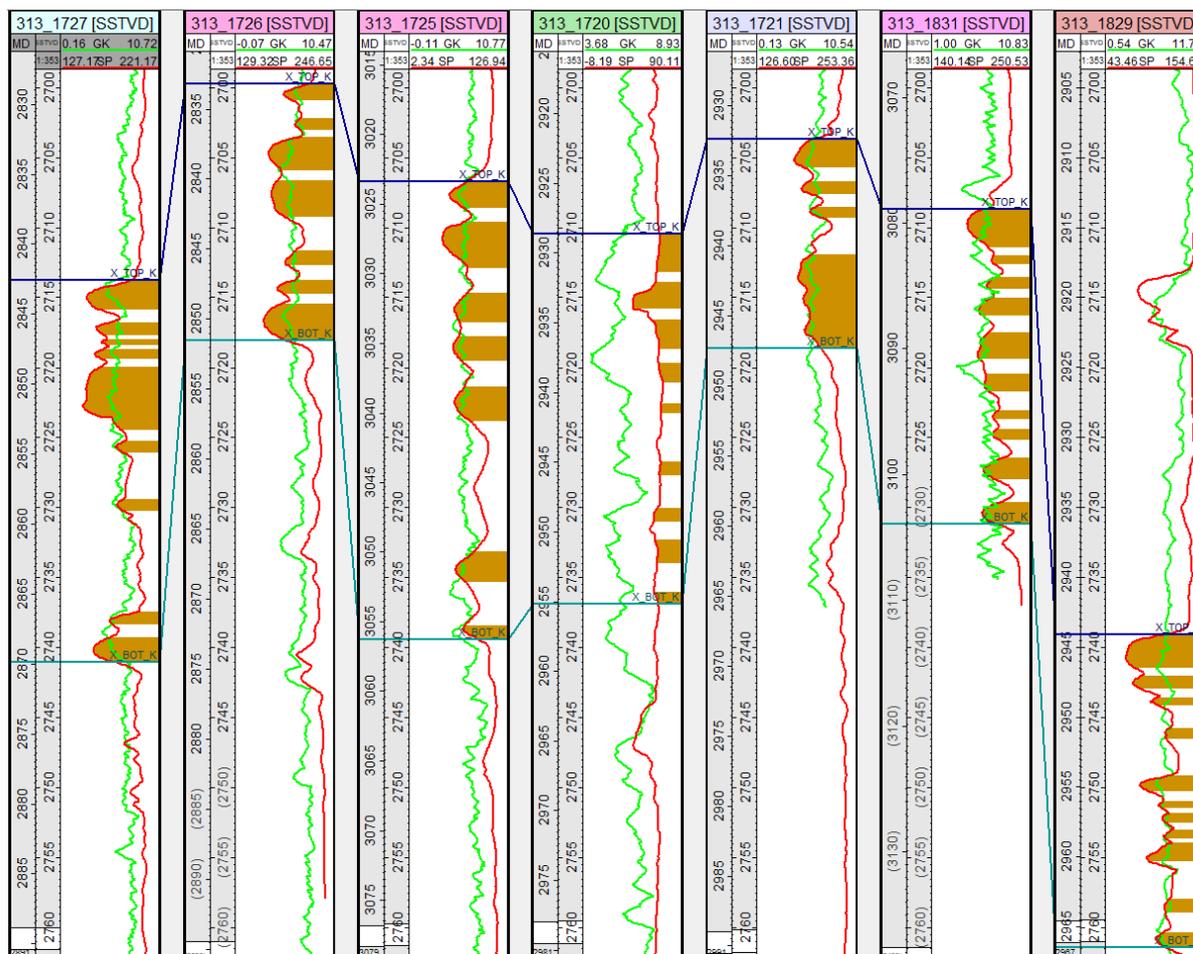


Рис. 8. Геологический разрез по скважинам № 1727-1726-1725-1720-1721-1831-1829

Скважины введены в эксплуатацию в 1988–1989 гг. Среднесуточные дебиты нефти по скважинам с 05.1988 по 01.1989 г. составили от 8 до 15 т/сут безводной нефти. 01.1989 г. добывающие скважины № 1831 и 1726 были переведены под нагнетание. Добывающие скважины № 1720 и 1829, расположенные с нагнетательными скважинами на одной линии тренда повышенной проницаемости (по

простирацию слоистой структуры), отреагировали через 2 месяца. Их среднесуточные дебиты, за период эксплуатации с 1989 по 1992 гг. после перевода скважин под нагнетания, увеличились до 25–55 т/сут безводной нефти. Уже к 1993–1994 гг. обводненность по двум скважинам (скв. 1720 и 1829) достигла 99%, а накопленная добыча нефти составила лишь 22–25 тыс. т (см. рис. 9).

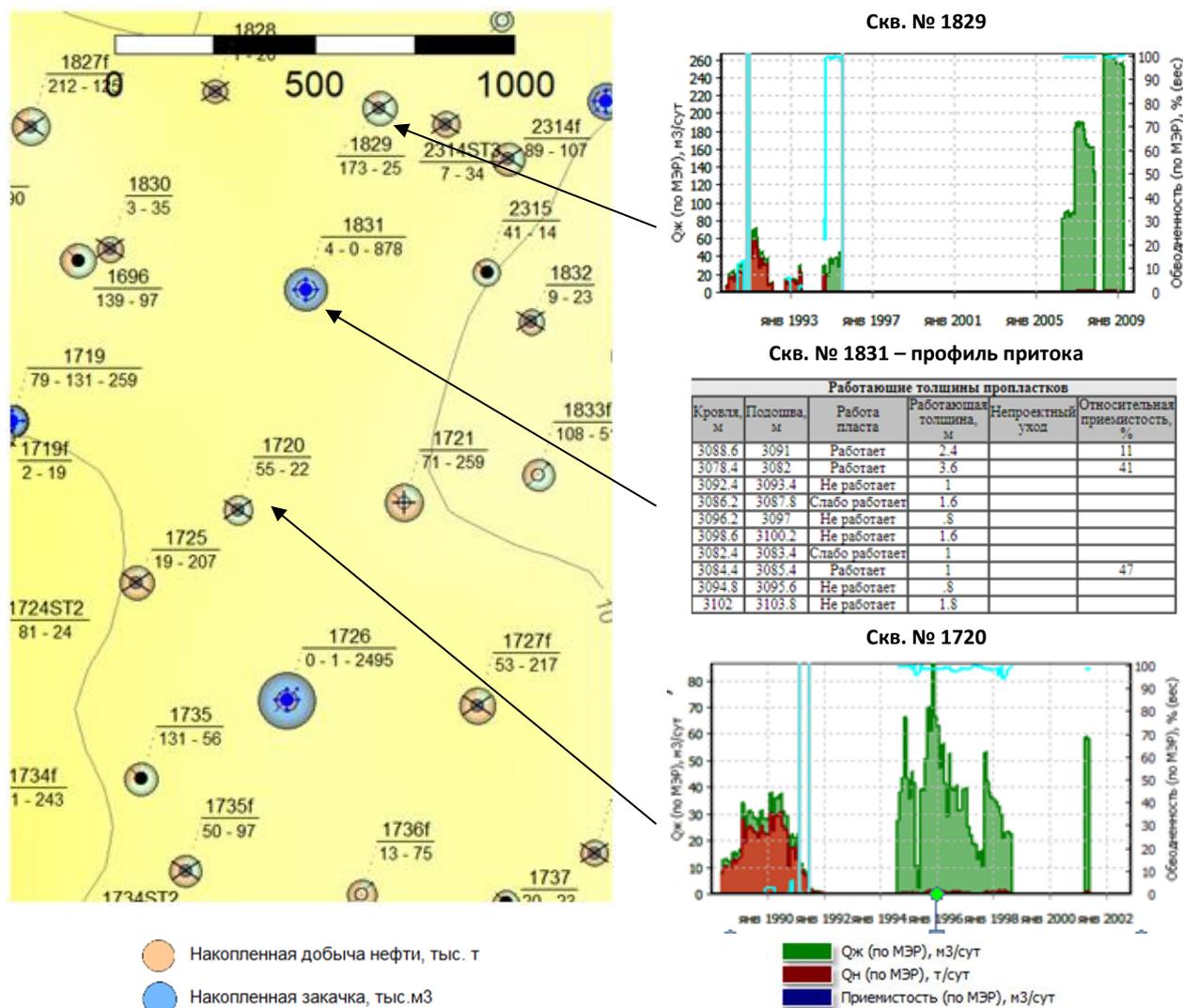


Рис. 9. Анализ работы добывающих скважин, расположенных по простиранию слоистости, относительно нагнетательных пласта X-8

Выявлено, что у нагнетательных скважин работают лишь высокопроницаемые пропластки небольшой мощности (работающие мощности при вытеснении составляют порядка 30–40%), по ним в дальнейшем и происходит опережающее обводнение, в то время как менее проницаемые интервалы не эксплуатируются.

Гидроразрывы пласта, проведенные по добывающим скважинам, восстанавливают добычу, приобщая невыработанные зоны низкопроницаемых пропластков лишь на короткий период, в дальнейшем происходит обводнение от нагнетательных скважин, расположенных по простиранию слоистости

по высокопроницаемым пропласткам. В то же время по скважинам № 1725, 1721, 1727 показатель накопленной добычи нефти достиг 207–259 тыс. т. Высокие отборы нефти в данных скважинах (207–259 тыс. т), по сравнению со скважинами № 1720 и 1829, накопленная добыча по которым составила 22–25 тыс. т, обусловлены ориентировкой падения пластовой слоистости коллектора в восточном и западном направлениях, что с учетом его макронеоднородности – изменения коллекторских свойств по разрезу пласта – обеспечивает поршневое вытеснение нефти как из низко-, так и высокопроницаемых прослоев (см. рис. 10).

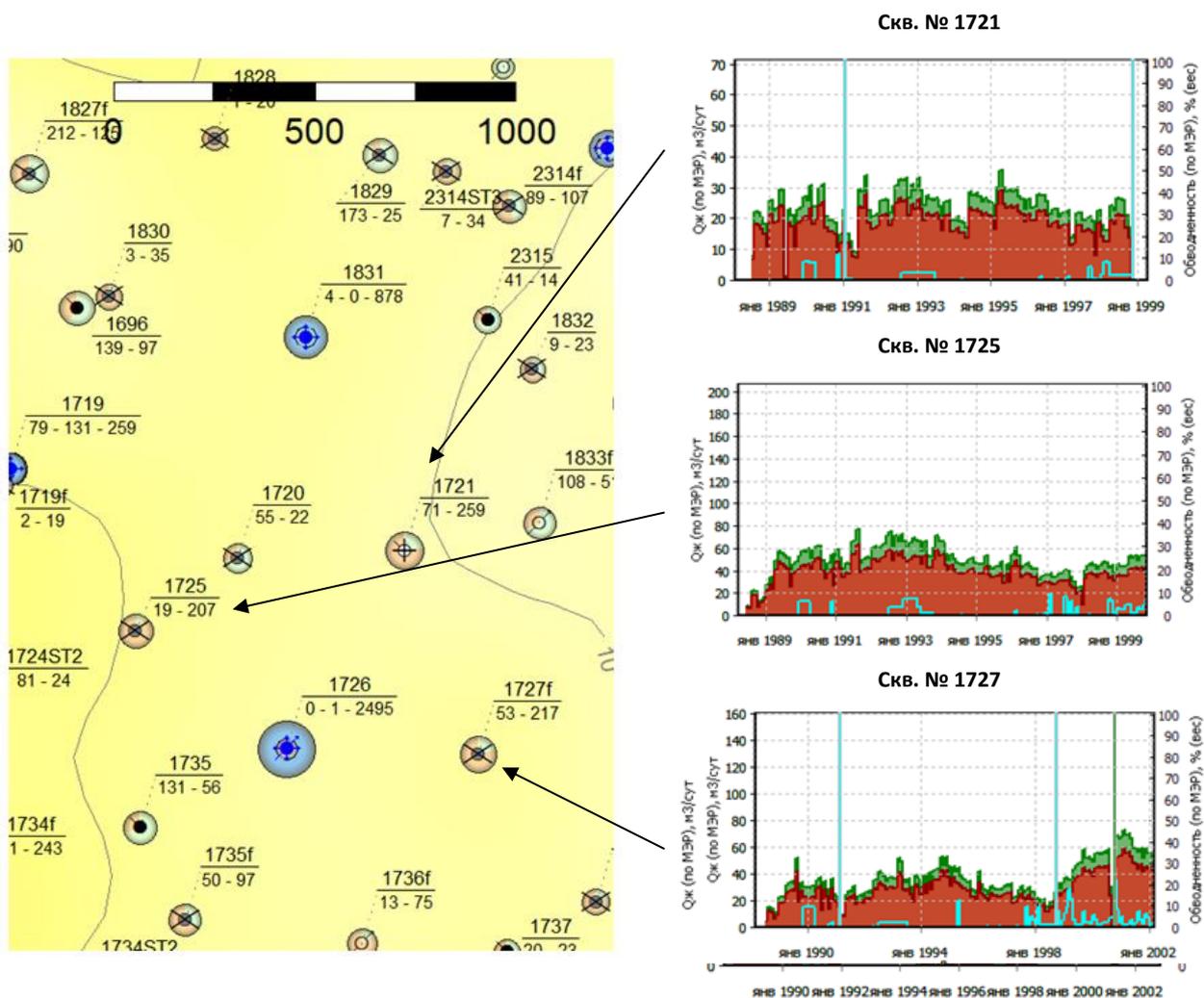


Рис. 10. Анализ работы добывающих скважин, расположенных по падению слоистости, относительно нагнетательных пласта X-8

Авторами установлено, что стандартное радиальное моделирование распространения фронта закачиваемой воды в макронеоднородных коллекторах с упорядоченной слоистостью пласта X-8 не позволяет выявить остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ), «зажатые» рядом и между нагнетательными скважинами. Авторами были проведены ряд оптимизаций в методике по подбору геолого-технической мероприятий для эффективной разработки пласта X-8, учитывающих совокупность

типов фильтрационно-емкостной неоднородности, текущего состояния разработки и анализа процесса эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин. Гидродинамическая модель была адаптирована путем добавления модуля АвтоГРП по нагнетательным скважинам, за счет чего удалось изменить направление движения фронта нагнетаемой воды и выделить районы с низкой выработкой, а также промытые части пласта (рис. 11), что позволило более детально оценить участки для бурения новых скважин.

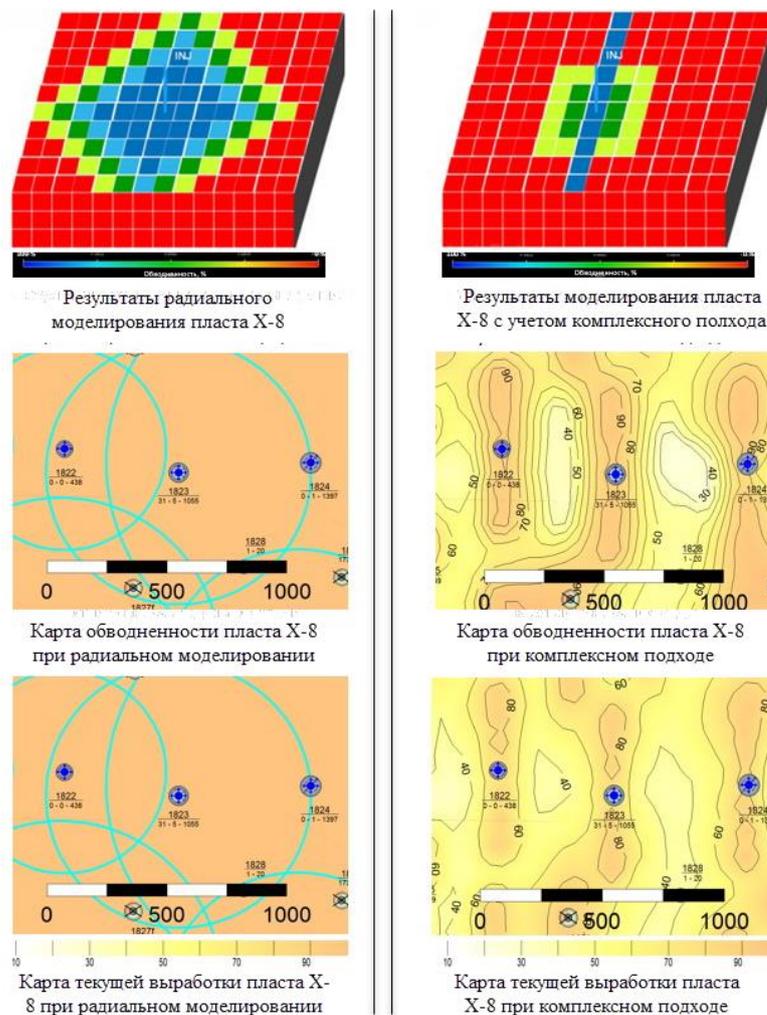


Рис. 11. Сравнение результатов радиального моделирования (слева) с результатами моделирования комплексного подхода оценки ОИЗ (справа) в макроеднородных песчаных коллекторах с упорядоченной слоистостью пласта X-8

Данный модуль является важным элементом в построении карты остаточных нефтенасыщенных толщин в коллекторах с упорядоченной криволинейной слоистостью, так как с помощью параметров геометрии трещин ГРП позволяет учитывать отбор запасов и закачку по заданному направлению. Влияние этих факторов дает возможность более точно определить наличие остаточных запасов в межскважинном пространстве, а также оценить риски прорыва фронта нагнетаемой воды по расположению добывающей скважины относительно нагнетательных [8].

Горизонтальная скважина № 1561 была запланирована в 2015 г. в центральной части

бара пласта X-8 на основании остаточных извлекаемых запасов, 32,4 тыс. т с ожидаемым запусковым дебитом жидкости 105 м³/сут, дебитом нефти 55 т/сут. Фактический дебит нефти составил 17 т/сут, обводненность 90%. Недостижение ожидаемых параметров по скважине связано с отсутствием в модели особенностей фильтрационно-емкостной неоднородности макроеднородного песчаного коллектора с упорядоченной слоистостью пласта X-8. Район бурения скважины оказался «промыт» скважиной № 1559, переведенной под закачку в 2005 г. и расположенной по простиранию слоистости относительно скважины № 1561 (рис. 12).

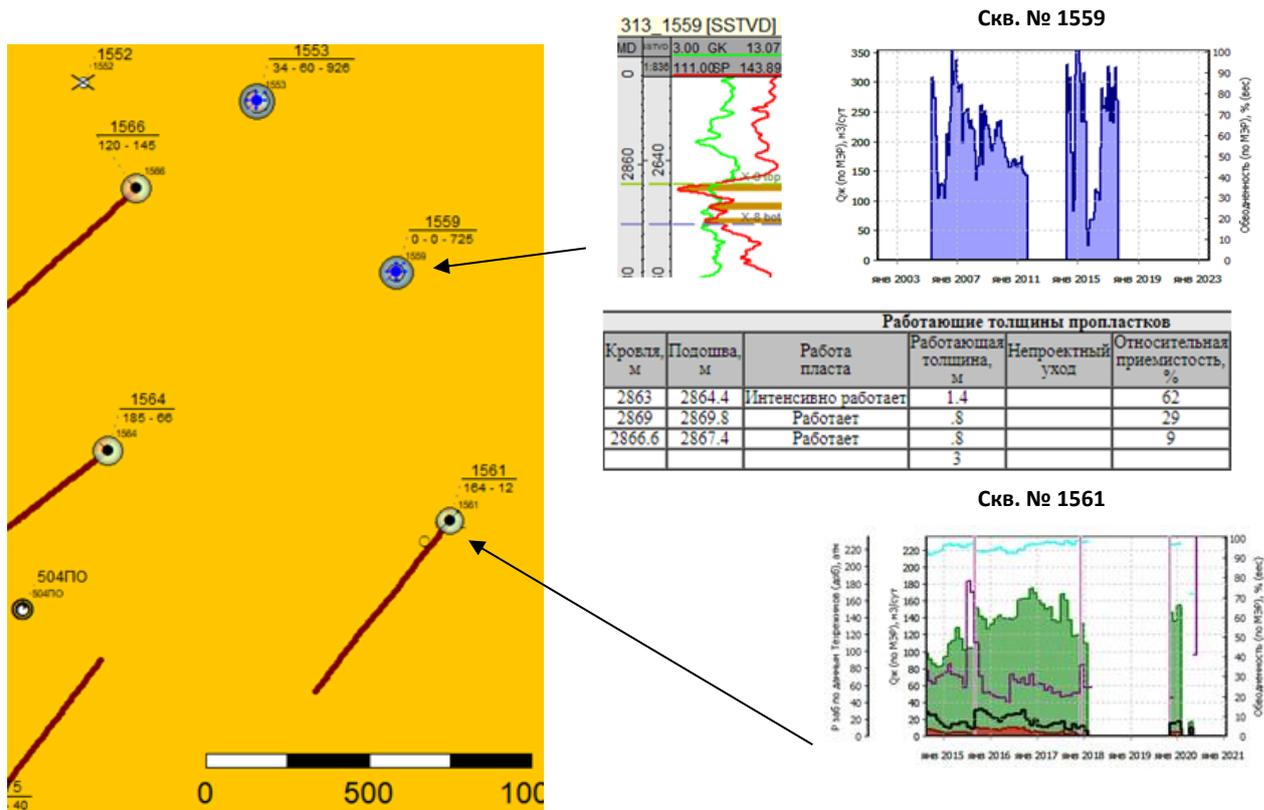


Рис. 12. Пример бурения добывающей скважины по простиранию слоистости относительно нагнетательной скважины пласта X-8

В то же время, скважины, пробуренные по падению слоистости относительно нагнетательных скважин, показывают высокую эффективность по сравнению со скважинами, пробуренными по простиранию слоистости. Скважина № 1749, пробуренная в 2018 г., в 250 метрах от нагнетательной скважины № 1739 с накопленной закачкой 2 млн м³ воды, была запущена с обводненностью 45%, дебитом нефти 65 т/сут (рис. 13).

Эффективность планируемых при разработке геолого-технических мероприятий (бурение новых скважин) во многом зависит от фациальной принадлежности терригенного коллектора, которая

в свою очередь предопределяет его макрослоистую, слоистую и микрослоистую неоднородности. При правильной организации этих мероприятий, учитывающих комплекс фильтрационно-емкостной неоднородностей разрабатываемого коллектора, его эксплуатационные характеристики будут улучшаться, а при неправильной – ухудшаться. Поэтому, разработка данного типа коллектора должна осуществляться с учетом комплексной оценки фильтрационно-емкостной матрицы коллектора, а степень влияния каждого ее типа на эксплуатационные характеристики должна быть обоснована модельными построениями.

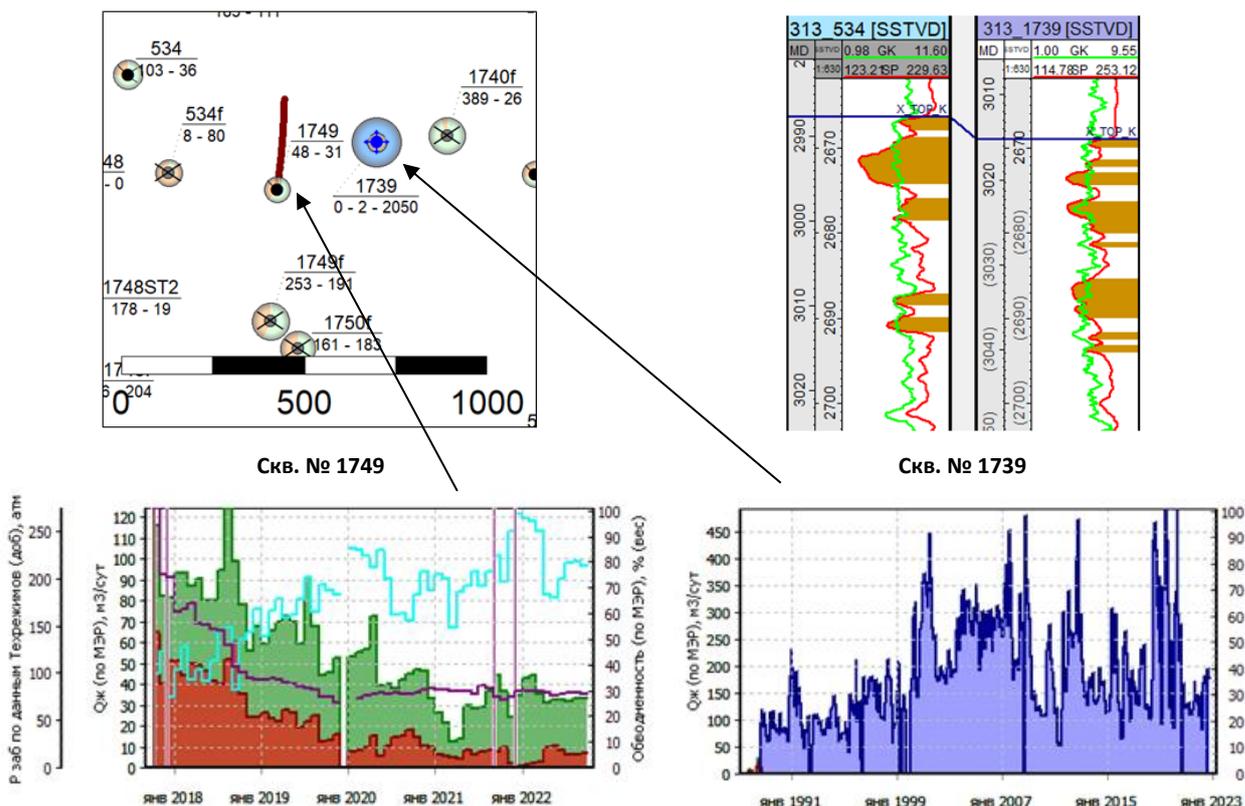


Рис. 13. Пример бурения добывающей скважины по падению слоистости относительно нагнетательной скважины пласта X-8

Таким образом, локализацией ОИЗ, «зажатых» между или рядом с нагнетательными скважинами пласта X-8, выявлено дополнительно порядка 8 млн т нефти. С 2017 по 2022 гг. 140 скважин, пробуренных рядом или между нагнетательными скважинами (рис. 14), по падению слоистости по сравнению с другими

зонами бурения при равных значениях k_h (уплотняющее бурение без нагнетательных скважин, бурение в краевые части бара) характеризуются наибольшим запусчным дебитом, наименьшими темпами падения, наибольшей накопленной добычей, наибольшим коэффициентом извлечения нефти (рис. 15).

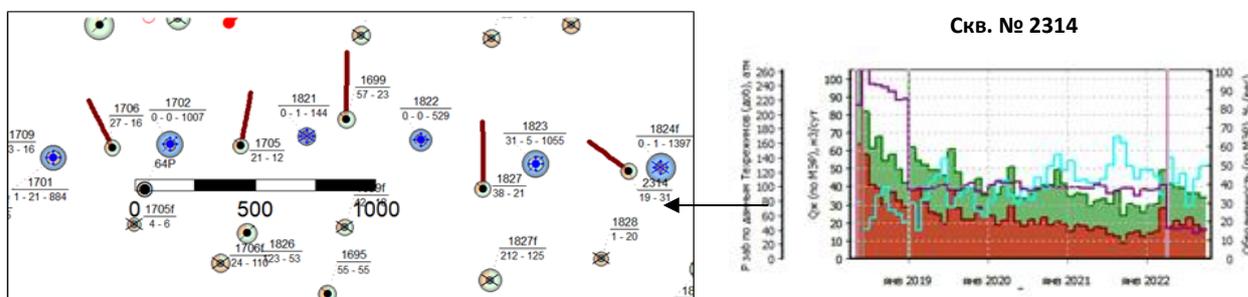


Рис. 14. Пробуренные боковые стволы за период 2017–2022 гг. на пласт X-8

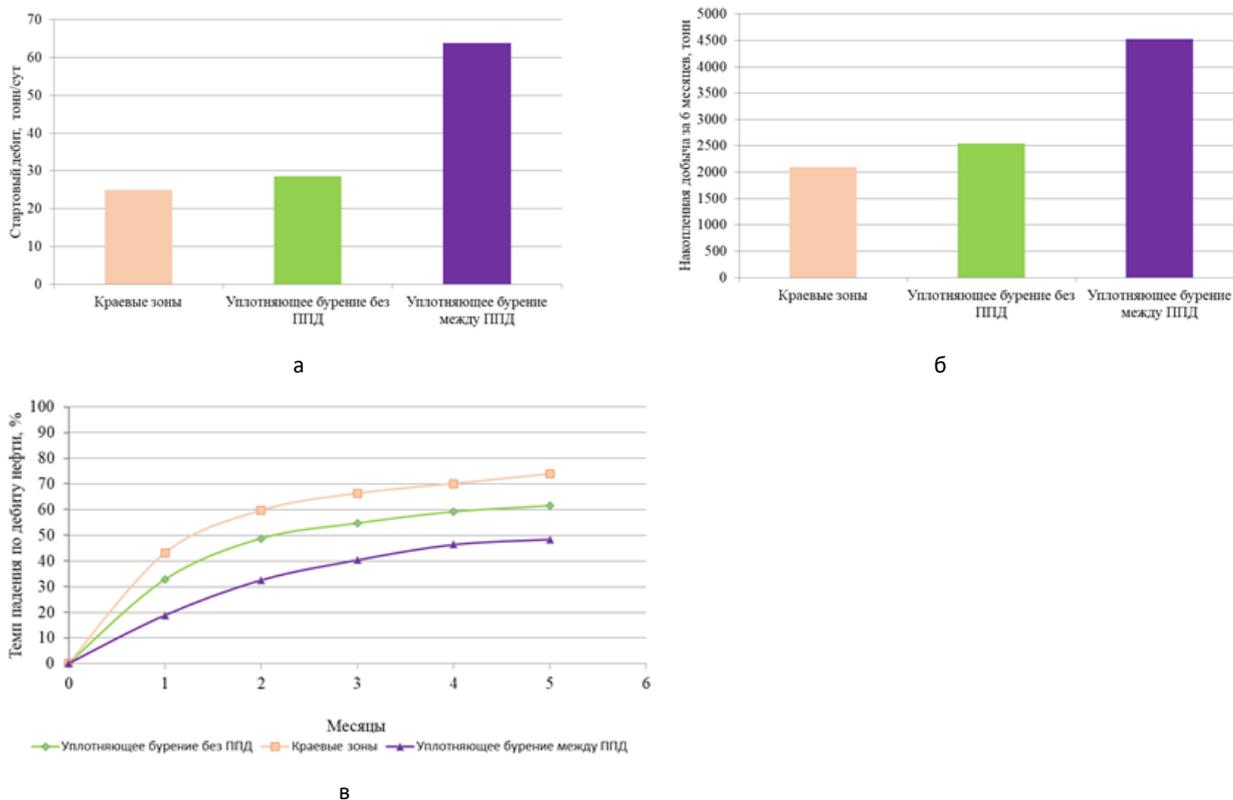


Рис. 15. Анализ результатов бурения новых скважин по зонам бурения: а – распределение среднего стартового дебита нефти; б – распределение накопленной добычи; в – графики темпов падения дебитов нефти

Выводы

1. Таким образом, предлагаемые элементы комплексного подхода к исследованию низкопроницаемых макронеоднородных коллекторов с упорядоченной слоистой текстурой позволит выявлять зоны остаточных извлекаемых запасов, «защемленных» рядом и между нагнетательными скважинами.

2. Локализацию невыработанных запасов нефти следует рассматривать как процесс выявления непрерывно

адаптируемых ресурсов. Адаптация гидродинамической модели с учетом фильтрационно-емкостных неоднородностей коллектора способствует формированию нестандартных схем разработки залежей нефти, повышающих эффективность их эксплуатации.

3. Фациальный анализ пласта Х-8 обеспечивает качественно новый уровень функциональной связи гидродинамической модели и технологической системы нефтяного промысла.

Литература

1. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Самойлов А.С. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. 204 с.

2. *Курчиков А.Р., Бородкин В.Н.* Характеристика геологического строения и нефтегазоносности неокомского нефтегазового комплекса Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2016. 201 с.
3. *Чжан Цян, Рыкус М.В.* О влиянии геологической неоднородности устьевого бара на гидродинамику коллектора месторождения Красный лес (КНР) // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2015. № 1. С. 33–46. <https://doi.org/10.17122/ogbus-2015-1-33-46>
4. *Белозёров В.Б.* Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на разработку залежей углеводородов // Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 319, № 1. С. 123–130.
5. *Белозёров В.Б.* Использование косої слоистости терригенных резервуаров в процессах разработки залежей нефти и газа // Известия Томского политехнического университета. 2002. Т. 305, Вып. 8. С. 16–22.
6. *Телков А.П., Грачев С.И.* Гидромеханика пласта применительно к прикладным задачам разработки нефтяных и газовых месторождений: Учеб. пособие: В 2 ч. Ч. 1. Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2009. 240 с.
7. *Муромцев В.С.* Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
8. *Ситников А.Н., Асмандияров Р.Н., Пустовских А.А. и др.* Формирование программ геолого-технических мероприятий с помощью цифровой информационной системы «Подбор ГТМ» // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2017. № 2(4). С. 39–46.

The influence of porosity and permeability heterogeneity of low permeable reservoirs on the localization of oil reserves in the late stage of development

T.K. Apasov¹, S.I. Grachev¹, A.G. Kudiiarov^{2*}

1 – Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

2 – Gazpromneft-Noyabrskneftegaz LLC, Noyabrsk, Russia

E-mail: *kudiiarov2014@yandex.ru

Abstract. The process of localization of oil reserves of low permeable highly heterogeneous clastic reservoirs with ordered layered structure of the X-8 reservoir X-8 of the Y field was studied. As a result of the study of depositional environments and facies of the sandstones of the reservoir, regional stress, current state of the field development and the analysis of the operation process of injection and production wells, undeveloped reserve zones for infill drilling of new wells and sidetracks between rows of injection wells were identified. The authors justify the accounting of this set of factors in the construction of the hydrodynamic model of a highly heterogeneous reservoir and in the control of its development.

Keywords: facies, heterogeneity, evaluation of petroleum reserves between injection wells, lamination, texture, anisotropy, regional stress.

Citation: Apasov T.K., Grachev S.I., Kudiiarov A.G. The influence of porosity and permeability heterogeneity of low permeable reservoirs on the localization of oil reserves in the late stage of development // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 103–116. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art8> (In Russ.).

References

1. Grachev S.I., Strekalov A.B., Samoilov A.S. Improving the efficiency of oil field development by drilling of horizontal wells. Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2016. 204 p. (In Russ.).
2. Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Characteristics of the geological structure and oil and gas potential of the Neocomian oil and gas complex of Western Siberia. Novosibirsk: Siberian Branch of the RAS, 2016. 201 p. (In Russ.).
3. Zhang Qiang, Rykus M. V. About the influence of geological heterogeneity of mouth bar on the hydrodynamics of the reservoir rock of Red Forest field (China) // Electronic Scientific Journal Oil and Gas Business. 2015. No. 1. P. 33–46. <https://doi.org/10.17122/ogbus-2015-1-33-46> (In Russ.).
4. Belozertov V.B. Influence of facial heterogeneity of clastic reservoirs on oil field development // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. 2011. Vol. 319, No. 1. P. 123–130. (In Russ.).
5. Belozertov V.B. The use of cross lamination of terrigenous reservoirs in the development of oil and gas deposits // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. 2002. Vol. 305, Iss. 8. P. 16–22. (In Russ.).
6. Telkov A.P., Grachev S.I. Formation hydromechanics in relation to applied problems of oil and gas field development: Textbook: In 2 parts. Part 1. Tyumen: Tyumen State Oil and Gas University, 2009. 240 p. (In Russ.).
7. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sandbodies. Leningrad: Nedra, 1984. 260 p. (In Russ.).
8. Sitnikov A.N., Asmandiyarov R.N., Pustovskikh A.A. et al. Preparation of well intervention programs using the Podbor GTM digital information system // PROneft. Professionals About Oil. 2017. No. 2(4). P. 39–46. (In Russ.).