

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.55-69>

УДК 553.98(571.1)

Особенности выделения флюидоупоров в разрезе с целью локализации и довыработки остаточных запасов нефти на примере группы пластов АВ4-5 Самотлорского месторождения

¹Смирнов Д.С., ¹Шкитин А.А., ¹Лиходед И.А., ¹Архипова Е.Л., ²Писарев Д.Ю.

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Special considerations in identification of fluid barriers to localize remaining oil reserves and enhance production: A case study of Samotlor field (AB4-5 formations)

¹D.S. Smirnov, ¹A.A. Shkitin, ¹I.A. Likhoded, ¹E.L. Arkhipova, ²D.Yu. Pisarev

¹LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia

²AO Samotlorneftegaz, Nizhnevartovsk, Russia

E-mail: elarkhipova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Объект АВ4-5 Самотлорского нефтегазоконденсатного месторождения отличается наличием в геологическом разрезе четко выделенного высокопродуктивного тела монолитного строения, а также присутствием низко-проницаемых тонкослоистых коллекторов неоднородных, как по площади, так и по разрезу. Запасы монолитной части разреза практически выработаны и их структура напоминает очаговую локализацию, что значительно усложняет процесс планирования ГТМ.

Авторы работы провели детальный анализ геологического строения и характера вскрытия разреза, оценили эффективность результатов выполнения ГТМ последних лет. Выявлено, что, в основном, запасы локализуются в кровельной части с ухудшенными свойствами, а также в подошвенной части разреза при наличии глинистой перемычки с толщиной более 1 м, отделяющей высокопродуктивную монолитную часть.

Целью данной работы является комплексное изучение текущего состояния выработки запасов объекта АВ4-5, для последующего эффективного планирования мероприятий, переосмысление структуры разреза, характера его вскрытия и как следствие планирование работ по перекорреляции пачек объекта.

Ключевые слова: *Самотлорское месторождение; глинистые перемычки; конусообразование; объект АВ4-5; монолитный объект; разделение разреза на пакки; нерекорреляция; анализ разработки; анализ вскрытия; поздняя стадия разработки месторождения; локализация остаточных запасов; планирование программы ГТМ*

Для цитирования: Смирнов Д.С., Шкитин А.А., Лиходед И.А., Архипова Е.Л., Писарев Д.Ю. Особенности выделения флюидоупоров в разрезе с целью локализации и довыработки остаточных запасов нефти на примере группы пластов АВ4-5 Самотлорского месторождения//Нефтяная провинция.- 2021.-№4(28).-Часть 1.-Спецвыпуск.-С.55-69. DOI [https:// doi.org/10.25689/NP.2021.4. 55-69](https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.55-69)

Abstract. AB4-5 production target of Samotlor oil-gas-condensate field is marked by presence of clearly identified highly productive solid block section, as well as the presence of low-permeability thinly-laminated reservoirs exhibiting both vertical and horizontal heterogeneity. Reserves in non-compartmentalized reservoir section have almost been depleted, while their localized distribution pattern interferes with the planning of production enhancement operations.

The authors conducted an in-depth analysis of geological structure and completion quality, and evaluated the efficiency of production enhancement operations conducted recently. Most of the reserves were found to be localized in the top section of poor reservoir quality, as well as in the bottom section in presence of shale barrier, more than 1 m thick, isolating the highly productive non-compartmentalized reservoir section.

The present research effort is a comprehensive study of the current status of development of AB4-5 production formations for efficient planning of production enhancement operations, reinterpretation of geological structure, completion strategy and consequently, planning of recorrelation for individual units of production target.

Key words: *Samotlor field; shale barrier; coning; AB4-5 production target; non-compartmentalized production target; division of section into units; recorrelation; production performance analysis; analysis of completion quality; late stage of field development; localization of residual reserves; planning of production enhancement operations*

For citation: D.S. Smirnov, A.A. Shkitin, I.A. Likhoded, E.L. Arkhipova, D.Yu. Pisarev Osobennosti vydeleniya fljuidouporov v razreze s cell'ju lokalizacii i dovyrabotki ostatochnyh zapasov nefti na primere gruppy plastov AV4-5 Samotlorskogo mestorozhdenija [Special considerations in identification of fluid barriers to localize remaining oil reserves and enhance production: A case study of Samotlor field (AB4-5 formations)]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(28), Part 1, Special issue, 2021. pp. 55-69. DOI [https://doi.org/10.25689/NP.2021.4. 55-69](https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.55-69) (in Russian)

Введение

Самотлорское нефтегазоконденсатное месторождение находится в Нижневартовском районе в 15 км от г. Нижневартовск. Площадь нефтеносности достигает 2250 км². За весь период эксплуатации пробурено 19 тысяч скважин. Основные перспективы добычи нефти связываются с

группой пластов АВ1-5. Разработка запасов объекта АВ4-5 Самотлорского месторождения ведется с 1969 года [1]. Основной объем остаточных запасов сосредоточен в монолитном интервале разреза.

Для эффективного доизвлечения запасов применяются технологии бурения боковых горизонтальных стволов (БГС) и перевод и приобщения (ПиП) с других объектов. Однако эффективность данных мероприятий с позиции запускных дебитов нефти, в некоторых случаях, не превышает 50 %. Для увеличения успешности мероприятий необходимо более детальное изучение геологического строения и особенностей выработки запасов.

Геологическая характеристика пород-коллекторов объекта

Пласты АВ1-5 характеризуются крайней неоднородностью ФЕС: пористость изменяется от 19,6 % до 31,3 %, в среднем составляя 22-26 %, проницаемость – от 0,9 до 4100 мкм², в среднем составляя 95-1048 мкм², остаточная водонасыщенность – от 8,5 до 75 %, в среднем 25-50 %. Песчаные тела пластов группы АВ формировались в условиях мелкого моря, на обширной дельтовой равнине. Формирование разреза происходило на фоне конседиментационных тектонических процессов [2].

Объект АВ4-5 характеризуется высокими ФЕС (средняя проницаемость 1246 мкм²) и существенно отличается от выше и ниже лежащих пластов. Размеры нефтегазоконденсатной залежи объекта при достаточно сложных очертаниях составляют 31 × 28 км, высота – 91 м. На долю газовой шапки приходится 3 % площади залежи.

Объект АВ4-5 отличается повышенными нефтенасыщенными толщами при среднем значении – 23,0 м. Зоны повышенных эффективных нефтенасыщенных толщин приурочены к центральной части залежи и в единичных скважинах достигают 63,4 м. На объекте АВ4-5 сосредоточено 21 % остаточных извлекаемых запасов месторождения.

Продуктивные отложения представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов. Среди вторичных изменений отмечаются: каолинитизация обломочных зерен, карбонатизация, изменения биотита, развитие сидерита.

Петрофизическая характеристика

Истощение большинства пластов с наилучшими коллекторскими свойствами обуславливает необходимость вовлечения в разработку сложнопостроенных коллекторов. К таким коллекторам в том числе относятся и низкопроницаемые прослои объекта АВ4-5. Отложения пласта АВ4-5 сложены в основном массивными коллекторами, но даже в пределах данных коллекторов отмечаются зоны с более низкими ФЕС и наличием глинистых прослоев (Рис. 1 и 2).

Анализируя изменения ФЕС по разрезу по большей части скважин отмечаются глинистые разделы между пачками, но они не выдержаны, и, несмотря на высокую расчлененность разреза пачки, характеризуются высокой гидродинамической связанностью. Поэтому целью анализа стало выделение выдержанных глинистых перемычек, способствующих локализации остаточных запасов (Рис. 1).

В пределах внешнего контура нефтеносности выполнен детальный анализ РИГИС по 7494 скважинам на наличие глинистой перемычки в кровле, либо в подошве монолита. Наличие глинистой перемычки определялось рядом условий:

- верхняя часть над глинистой перемычкой, либо нижняя часть монолита под глинистой перемычкой должна быть нефтенасыщенной по ГИС;
- толщина глинистой перемычки больше одного метра;
- толщина монолита под, либо над глинистой перемычкой больше восьми метров (предполагается, что это наиболее выработанная часть разреза);

- целевой интервал пропластка, ограниченного глинистой перемычкой, определялся как монолитный при толщине от 4 до 10 метров;
- в остальных случаях толщина пропластка должна составлять от одного до четырех метров, при этом суммарная нефтенасыщенная толщина пропластков, ограниченных глинистой перемычкой, не должна превышать десяти метров.

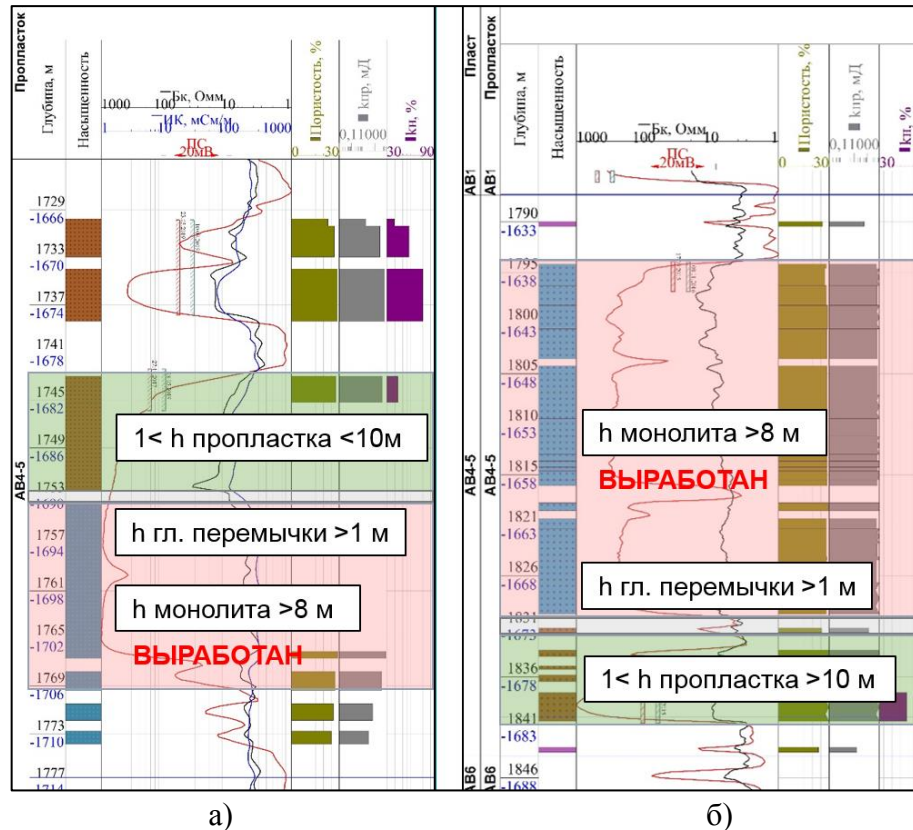


Рис. 1. Пример выделения глинистой перемычки: а) – в кровле монолита объекта АВ4-5, б) – в подошве монолита объекта АВ4-5

Таким образом, из 7494 скважин, в соответствии с вышеперечисленными условиями, в 18 % была выделена глинистая перемычка в кровле монолита и в 4 % скважин - в подошве монолита объекта АВ4-5. На рис. 2 представлен охват по площади скважинами с глинистой перемычкой.

Анализ позволил выделить тонкие глинистые перемычки, которые влияют на приток воды к добывающим скважинам. Примечательно, что наличие глинистой перемычки в подошве монолита, в основном локализуется в районе основного поднятия и локализации ЧНЗ.

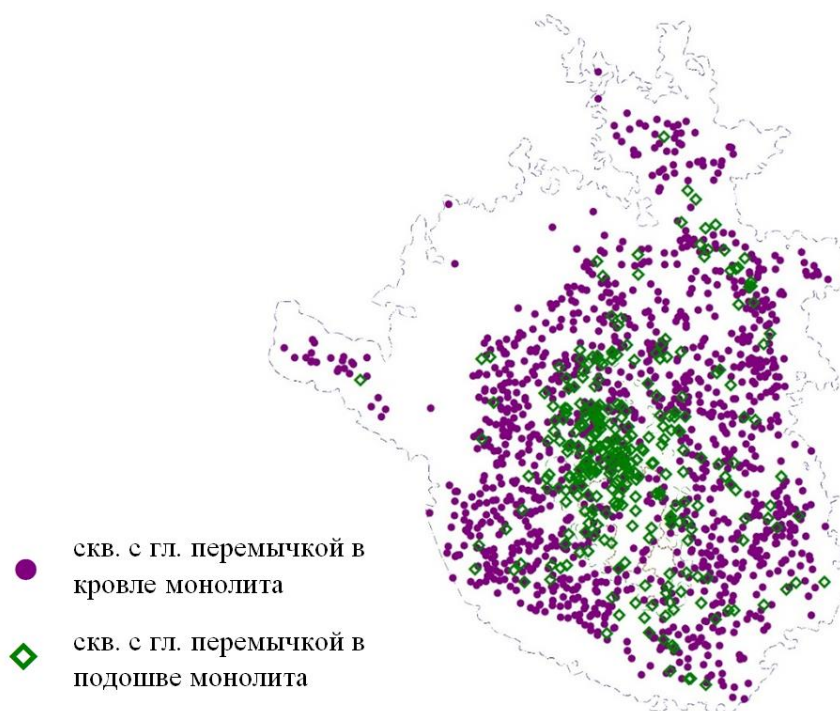


Рис. 2. Скважины с наличием глинистой перемычки более 1 м в кровле или подошве монолита объекта АВ4-5

Особенности выработки запасов

Объект АВ4-5 является одним из основных по добыче нефти, 19 % от общей накопленной нефти месторождения. Организация системы ППД начата в 1971 году. Отбор от НИЗ составляет 78 %. На текущий момент, с предельной обводненностью выше 98 % эксплуатируется 462 добывающие скважины или 55 % действующего добывающего фонда.

Для объекта АВ4-5 основными источниками обводнения являются подтягивание конуса подошвенных вод [3] и влияние фронта нагнетания. Вытеснение нефти в пласте происходит неравномерно. Вырабатываются в первую очередь наиболее проницаемые пропластки, что обуславливает сосредоточение остаточных запасов в менее проницаемых пропластках. На поздней стадии разработки локализация и оценка остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) является непростой задачей. Необходимо иметь комплексное представление о ФЕС пласта, локализации остаточных запасов, потенциальных источниках обводнения в скважине-кандидате.

Изначально пласт АВ4-5 был разбурен и вовлекался в разработку посредством наклонно-направленных скважин. В условиях монолитного пласта и повышенных ФЕС центральной части монолитного тела возникала депрессионная воронка с подтягиванием подошвенной воды к перфорационным отверстиям. Таким образом, в кровельной и подошвенной части монолита, изолированной глинистой перемычкой, оставались не вовлеченные в разработку запасы нефти. Эти интервалы являются целевыми для бурения БГС и ПиП.

Максимальное количество подвижных запасов содержится в кровельной части монолита, что подтверждается большим объемом бурения и высокой успешностью боковых стволов в данной части разреза. Так за период 2014-2019 гг. проведен анализ успешности по 650 БС и 583 ПиП. Основная часть БС пробурена с горизонтальным профилем 640 ед. (99 %), в т.ч. в 9 БГС проведен ГРП.

Высокую эффективность показали БГС, реализованные с целью разработки запасов прикровельной части. Так, средний запускной дебит нефти составил 31,3 т/сут, а удельная дополнительная добыча нефти за 12 месяцев – 2,2 тысячи тонн на скважину.

С наклонно-направленным профилем на объект АВ4-5 запущены 10 БС и 583 ПиП. БС пробурены на нижележащие пласты, но в связи с отсутствием перспектив на целевых и вышележащих пластах были перфорированы на АВ4-5. Основная часть ПиП выполнена в кровельных интервалах монолита (90 %) и небольшой объем в подошвенных. Средний стартовый дебит нефти по наклонно-направленным ГТМ, выполненным в кровельной части монолита, составил 9,1 т/сут, удельная дополнительная добыча нефти за 12 месяцев – 1,2 тысяч тонн на скважину. По ГТМ, выполненным в подошвенной части монолита, средний стартовый дебит нефти составил 6,9 т/сут, удельная дополнительная добыча нефти за 12 месяцев - 1,0 тысяча тонн на скважину.

На основе ГТМ ПиП, выполненных в период с 2014 по 2019 гг., про-

веден анализ вскрытия монолита АВ4-5 перфорацией. На рис. 3 представлена статистика перфорации по скважинам относительно нормированной высоты разреза монолита АВ4-5 (средняя высота по выборке составила 47 м). Стоит отметить, что скважины, вскрывшие кровлю, а именно интервал от 0 до 20 % разреза монолита, отличаются самыми высокими запускными дебитами от 8,1 до 11,3 т/сут и удовлетворительной обводненностью. ГТМ вскрывавшие долю разреза от 20 до 80 % отличаются худшими показателями, как по дебиту нефти, так и по обводненности, по факту это не успешные скважины, расположенные в выработанной высокопродуктивной части разреза. В свою очередь 17 скважин, вскрывающих подошву монолита, т.е. интервал от 80 до 100 %, отличаются самой низкой обводненностью 93,7 % и соответственно приемлемыми запускными показателями. Все скважины, вскрывающие подошву монолита, расположены в пределах внутреннего контура нефтеносности в районе основного поднятия.



Рис. 3. Анализ вскрытия монолитной части разреза АВ4-5 (пачка (Б))

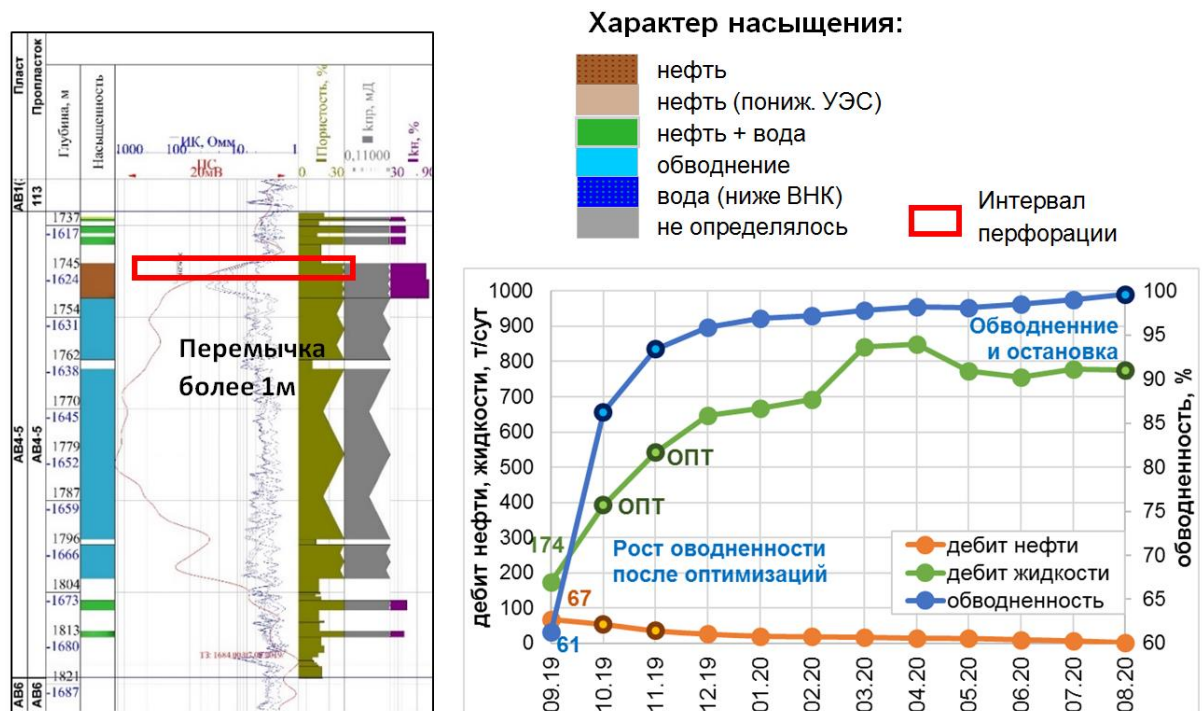
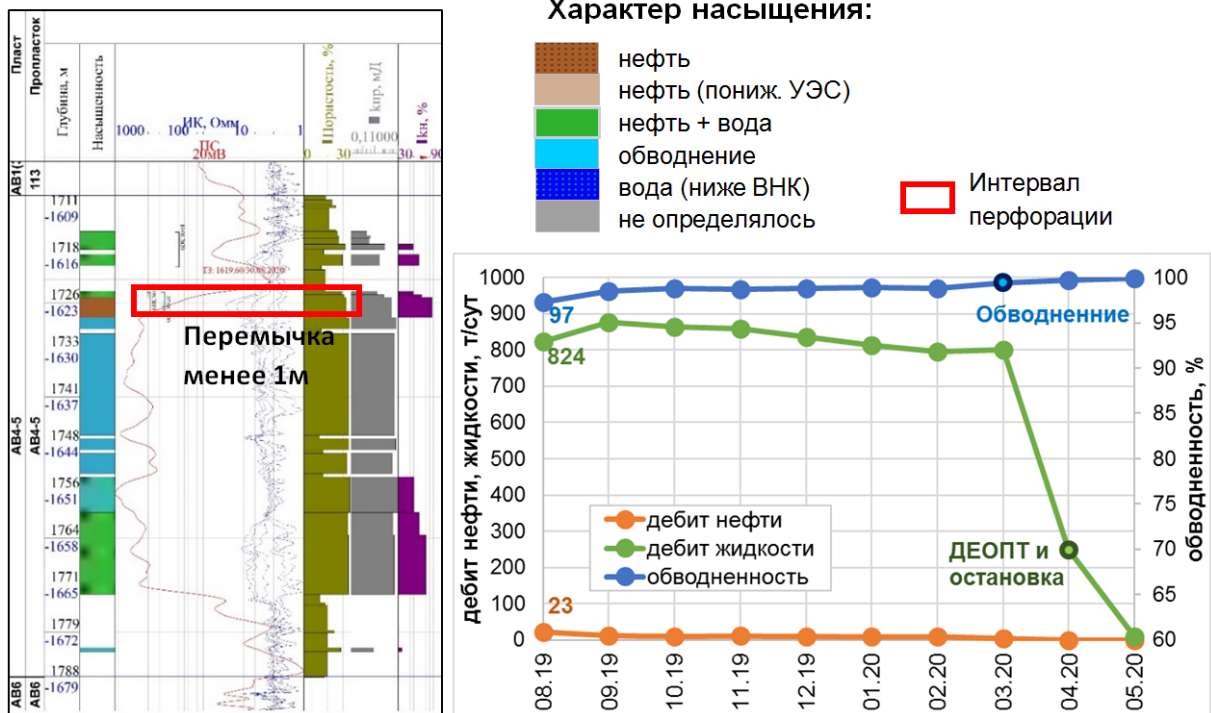
Локализация запасов в кровельной части монолита является следствием естественной миграции нефти под действием гравитационных сил в верхние слои в монолитной части пласта АВ4-5, характеризующейся высокими ФЕС, либо результатом подтягивания подошвенной воды, при наличии контраста проницаемости по разрезу.

Почти половина (48 %) проведенных ПиП и 18 % ЗБГС имеют обводненность большую, чем прогнозировалось, либо обводнение происхо-

дит быстрыми темпами. Не последнюю роль в динамике обводнения таких скважин играет конусообразование – залежь водоплавающая и разрез скважин представлен преимущественно высокопроницаемым монолитом. Несмотря на конусообразование, в подошвенной части монолита также имеются успешные мероприятия, эффективность которых обусловлена наличием глинистой перемычки. Далее в качестве примера приведено несколько скважин, в которых результаты определения характера насыщения не подтверждаются запускными показателями после ГТМ.

Пример конусообразования представлен на рис. 4 боковой ствол №1х-2 пробурен в 05.2018 г. переведен на объект АВ4-5 в 08.2019 г., на объекте АВ4-5 скважина расположена в ЧНЗ, однако по данным ГИС нефтенасыщенные интервалы прослеживаются только в кровле монолита. Перфорацией были вскрыты только нефтенасыщенные интервалы с запускной обводненностью 97 % и дебитом жидкости 824 т/сут. По результатам потокометрических исследований от 08.2019 г. причиной обводнения является «подтягивание воды из неперфорированной подошвы к нижним дырам перфорации». Дополнительная добыча нефти за 12 месяцев работы составила 2,4 тыс.т., толщина глинистой перемычки ниже интервала перфорации – 0,7 м, что в среднем по статистике является недостаточным для ограничения подтягивания конуса.

Совершенно иная ситуация наблюдается в скважине №2х-2 (ис. 5). Боковой ствол пробурен в 11.2018 г. переведен на объект АВ4-5 в 09.2019 г., на объекте АВ4-5 скважина расположена в ЧНЗ в 310 м от 1х-2, по данным ГИС также, как и в скважине №1х-2 нефтенасыщенные интервалы прослеживаются только в кровле монолита. Перфорацией были вскрыты только нефтенасыщенные интервалы с запускной обводненностью 61 % и дебитом жидкости 174 т/сут. Дополнительная добыча нефти за 12 месяцев работы составила 7,2 тыс.т., толщина глинистой перемычки ниже интервала перфорации – 1,5 м.



На рис. 6 представлен пример вскрытия перфорацией подошвенной части монолита, ограниченного сверху массивной глинистой перемычкой с

толщиной более 1 м. Стоит отметить, что по РИГИС скважины №3х данный интервал идентифицируется как коллектор с характером насыщения «нефть+вода» при УЭС 5,0-5,8 Ом*м. По результатам вскрытия интервала в мае 2014 г. на запуске получено 51,3 т/сут по нефти при обводненности 34 %, после вывода на режим обводненность снижалась до 18 % и затем закономерно росла с выработкой запасов. Интенсивный рост обводненности с 45 до 85 % отмечается после оптимизации режима работы скважины, ввиду изменения дебита жидкости с 25 до 50-65 т/сут. В данном случае оптимизация послужила причиной подтягивания конуса подошвенной воды и преждевременного обводнения. Дополнительная добыча нефти в интервале вскрытия за 5 лет работы составила 18,1 тыс.т. (только за счёт ГТМ).

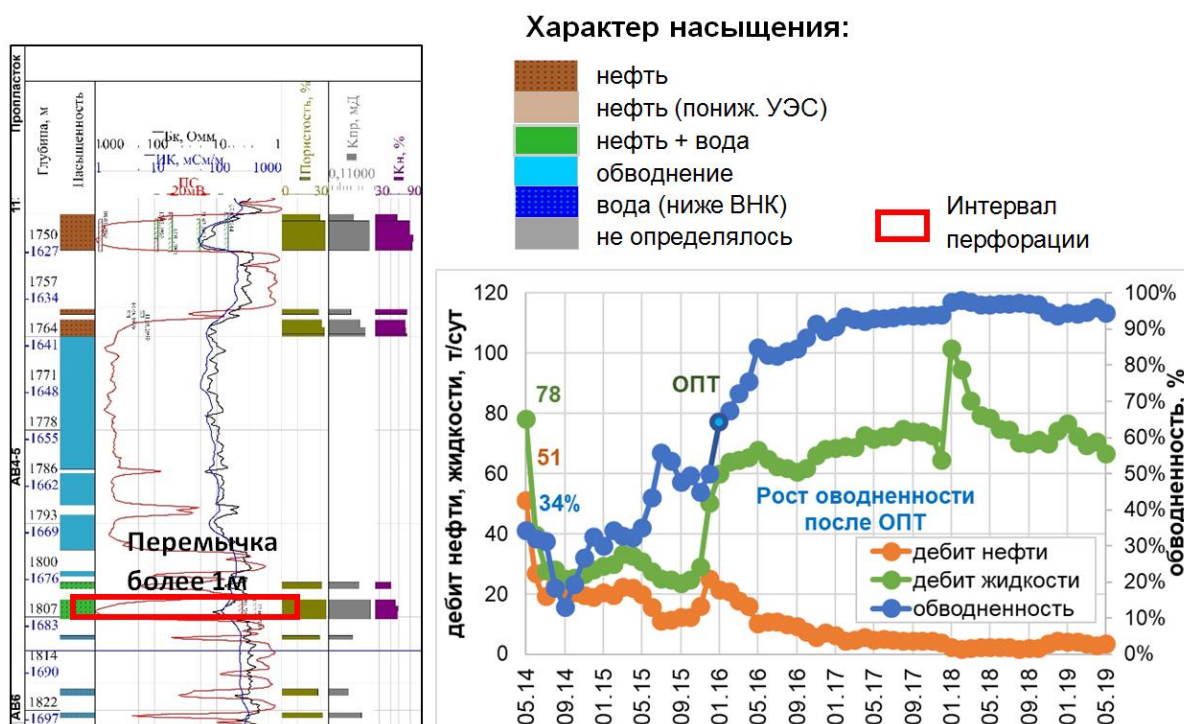


Рис. 6. Планшет и динамика показателей эксплуатации скважины №3х. Объект АВ4-5 – вскрытие подошвенной части монолита с глинистой перемычкой сверху.

На основе результатов вскрытия, стоит отметить, что наличие глинистой перемычки с толщиной более 1 м в кровле монолита позволит исключить влияние конусообразования при вскрытии данной части разреза АВ4-5. А наличие аналогичной перемычки в подошве монолита будет

являться барьером при естественной миграции нефти под действием гравитационных сил.

Таким образом, для локализации остаточных запасов на объекте АВ4-5 в монолите выделена глинистая перемычка, служащая флюидоупором для прогрессирующего конусообразования. По результатам ГТМ 2014-2019 гг., остаточные запасы приурочены, в основном, к кровельной части монолита пласта. Так же по некоторым скважинам отмечается локализация запасов в подошвенной части монолита, изолированной глинистой перемычкой сверху. Показатели работы скважин подтверждают меньшую текущую нефтенасыщенность средней части разреза по данным ГИС. Неравномерность выработки запасов нефти, как по площади, так и по разрезу объекта подтверждается работой скважин, перфорированных рядом с обводненным фондом.

Система подбора и ранжирования скважин для ГТМ

Для эффективного вовлечения остаточных подвижных запасов объекта АВ4-5 разработан комплексный подход по автоматизированному сбору и анализу данных для определения и ранжирования потенциальных скважин кандидатов для ГТМ ПиП. Разработка программы ЭВМ выполнена на языке программирования Delphi, получено официальное свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. Программа содержит несколько ключевых модулей: разделение добычи и закачки объекта на отдельные пачки, проверка ошибок списания добычи, модуль сбора и анализа исходной информации, модуль ранжирования ГТМ [4-6]. Внедрение алгоритмов и ускоренная обработка данных при помощи распараллеливания процедур помогли существенно ускорить процессы анализа и корректировки исходных данных, а также повысить качество подбора кандидатов на ГТМ.

В настоящее время ведется активное тестирование разработанного подхода с привлечением данных ГИС из новых пробуренных скважин, ре-

зультатов определения текущей насыщенности методами ИННК и СО, особенностей геологического строения в совокупности с результатами проведенных ПиП.

Выводы

Текущие извлекаемые запасы объекта АВ4-5 в основном сосредоточены в низко-проницаемой кровле монолита, а также в его подошве, в пределах ЧНЗ центрального поднятия. Локализация запасов осложнена текущими особенностями выработки и воздействием на пласт закачкой. Наличие глинистой перемычки с толщиной более 1 м в кровле и подошве монолита создает позитивные условия по ограничению подтягивания конуса подошвенных вод, также создается высокая вероятность выявления локальных залежей с наличием невыработанных целиков нефти, вскрытие которых позволит вдохнуть вторую жизнь в объект и повысить успешность программы ГТМ.

Продуктивная подошва монолита АВ4-5, ограниченная сверху массивной глинистой перемычкой отличается низкими значениями выработки. Основная доля перспективных скважин кандидатов расположена в границах чисто-нефтяной зоны, большинство транзитных скважин не вскрывают перфорацией пласт в рассматриваемой зоне. Планируется проведение более детальных исследований по довыделению коллекторов не выработанной части разреза с целью планирования вскрытия пласта.

Очень важным аспектом при разделении данных добычи и закачки по пачкам является достоверная корреляция маркеров по пластам, выделенным внутри объекта разработки. На текущий момент ведется активная работа по проверке маркеров, выделению эталонных скважин и тестированию алгоритмов автокорреляции (нейронные сети и ML). Проработка данных направлений позволит улучшить качество исходных данных и степень достоверности прогноза локализации остаточных запасов (с учетом выработки и закачки).

Список литературы

1. Дополнение к уточненному проекту разработки Самотлорского месторождения / А.А. Чусовитин, А.В. Аржиловский, А.В. Баранов [и др.] // Протокол. – Тюмень: ООО "ТННЦ", 2012.
2. Технологический проект разработки Самотлорского нефтегазоконденсатного месторождения / Д.С. Смирнов, В.З. Кузенков, В.А. Аксарин [и др.] // Протокол. – Тюмень: ООО "ТННЦ", 2017.
3. Особенности разработки водонефтяной залежи продуктивного горизонта АВ4-5 Самотлорского нефтегазового месторождения. Р.Н. Мухаметзянов, В.У. Литваков. // Нефтепромысловое дело 1976 №5, разработка нефтяных месторождений.
4. SPE-201286-MS. Technology for Rapid Well Ranking and Screening for Pumping Optimization with Regard to Subsurface Risks and Economics. A Case Study of a Giant Oil Brownfield. Authors: Ivan Likhoded, Dmitriy Smirnov, Anton Shkitin, Dmitriy Deriglazov, Aleksey Gudoshnikov, Denis Nyunyaikin, and Andrey Kochenkov, PJSC Rosneft Oil Company.
5. Alimonti, C. and Falcone, G. 2004. Integration of Multiphase Flow-metering, Neural Networks, and Fuzzy Logic in Field Performance Monitoring. SPE Production & Facilities 19 (1):25–32. doi: 10.2118/87629-PA.
6. Cao, D., Ni, Y., Yao, F., Weng, D., and Fu, G. 2006. Application and Realization of Fuzzy Method for Selecting Wells and Formations in Fracturing in Putaohua Oilfield: Production and Operations: Diagnostics and Evaluation. Paper SPE 106355 presented at the SPE Technical Symposium of Saudi Arabia Section, Dhahran, Saudi Arabia, 21–23 May. doi: 10.2118/106355-MS.

References

1. Chusovitin A.A., Arzhilovskiy A.V., Baranov A.V. [et al]. *Dopolnenie k utochnennomu projektu razrabotki Samotlorskogo mestorozhdeniya* [Supplement to updated Samotlor field development project]. Tyumen: ООО TNNTs, 2012. (in Russian)
2. Smirnov D.S., Kuzenkov V.Z., Aksarin V.A. *Tekhnologicheskii projekt razrabotki Samotlorskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya* [Samotlor oil-gas-condensate field development project]. Tyumen: ООО TNNTs, 2017. (in Russian)
3. Muhametzyanov R.N., Litvakov V.U. *Osobennosti razrabotki vodoneftyanoy zalezhi produktivnogo gorizonta AB4-5 Samotlorskogo neftegazovogo mestorozhdeniya* [Special considerations in development of AB4-5 water/oil accumulation of Samotlor oil-gas field]. *Neftepromyslovoe Delo* [Petroleum Engineering], 1976, No. 5. (in Russian)
4. SPE-201286-MS. Technology for Rapid Well Ranking and Screening for Pumping Optimization with Regard to Subsurface Risks and Economics. A Case Study of a Giant Oil Brownfield. Authors: Ivan Likhoded, Dmitriy Smirnov, Anton Shkitin, Dmitriy Deriglazov, Aleksey Gudoshnikov, Denis Nyunyaikin, and Andrey Kochenkov, PJSC Rosneft Oil Company. (in English)
5. Alimonti, C. and Falcone, G. 2004. Integration of Multiphase Flow-metering, Neural Networks, and Fuzzy Logic in Field Performance Monitoring. SPE Production & Facilities 19 (1):25–32. doi: 10.2118/87629-PA. (in English)
6. Cao, D., Ni, Y., Yao, F., Weng, D., and Fu, G. 2006. Application and Realization of Fuzzy Method for Selecting Wells and Formations in Fracturing in Putaohua Oilfield: Production and Operations: Diagnostics and Evaluation. Paper SPE 106355 presented at the SPE Technical Symposium of Saudi Arabia Section, Dhahran, Saudi Arabia, 21–23 May. doi: 10.2118/106355-MS. (in English)

Сведения об авторах

Смирнов Дмитрий Сергеевич, заместитель генерального директора по геологии и разработке, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: dssmirnov@tnnc.rosneft.ru

Шкитин Антон Алексеевич, начальник управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: aashkitin@tnnc.rosneft.ru

Лиходед Иван Алексеевич, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: ialikhoded@tnnc.rosneft.ru

Архипова Елена Леонидовна, руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: elarkhipova@tnnc.rosneft.ru

Писарев Денис Юрьевич, заместитель генерального директора, главный геолог, АО «Самотлорнефтегаз»
Россия, 628606, Нижневартовск, ул. Кузоваткина, 14
E-mail: dypisarev@smn.rosneft.ru

Authors

D.S. Smirnov, Deputy General Director for Geology and Reservoir Engineering, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: dssmirnov@tnnc.rosneft.ru

A.A. Shkitin, Head of Department, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: aashkitin@tnnc.rosneft.ru

I.A. Likhoded, Chief Project Engineer, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: ialikhoded@tnnc.rosneft.ru

E.L. Arkhipova, Team Leader, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: elarkhipova@tnnc.rosneft.ru

D.Yu. Pisarev, Deputy General Director – Chief Geologist, АО «Самотлорнефтегаз»
14, Kuzovatkina st., Nizhnevartovsk, 628606, Russian Federation
E-mail: dypisarev@smn.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 18.11.2021
Принята к публикации 09.12.2021
Опубликована 30.12.2021