



ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ЗАЛЕЖЕЙ НИЖНЕГО МЕЛА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

В.В. Мухаметшин*, Л.С. Кулешова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Improving the lower cretaceous deposits development efficiency in Western Siberia employing enhanced oil recovery

V.V. Mukhametshin*, L.S. Kuleshova

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

ABSTRACT

For the eleven groups of oil deposits in terrigenous reservoirs of Western Siberia, confined to the Lower Cretaceous deposits, the most effective techniques for enhanced oil recovery were selected based on a criteria analysis, followed by the numerical modeling application in terms of the final oil recovery factor. The need for a differentiated approach when using enhanced oil recovery techniques is specified. An algorithm for replicating the results obtained in the fields that did not participate in the study based on the analogy method is presented.

KEYWORDS

Enhanced oil recovery techniques;
Oil recovery factor;
Hard-to-recover reserves;
Analogy method;
Differentiation and grouping of oil deposits

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

В работах [1–4] представлены результаты группирования скрининга и оценки условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи (МУНП) высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами юрского возраста Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНПП).

В то же время не менее важное значение для нефтяной отрасли России имеют залежи нижнемелового возраста Западной Сибири, в которых сосредоточены значительные по объемам остаточные запасы нефти, относящиеся к категории трудноизвлекаемых [5–11]. Так, на различных месторождениях, находящихся длительное время в разработке, величина остаточных запасов варьирует от 50 до 90 % при средней обводненности продукции – 80 % [12–18]. Безусловно, этот факт является основанием для поиска наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи, поскольку залежи юры и мела существенно различаются по геолого-физическим параметрам пластов, а особенности геологического строения, как отмечается в работах [19–27], во многом определяют и выбор систем разработки, и использование методов увеличения нефтеотдачи. Причем, повышение эффективности разработки залежей нефти и увеличение степени выработки запасов возможно лишь при дифференцированном под-

ходе к определению тех или иных технологий, поскольку даже в пределах единых тектонико-стратиграфических элементов наблюдается существенное отличие объектов по различным геологическим характеристикам [28–34].

Таким образом, дифференциация и группирование объектов нижнего мела ЗСНПП и выбор наиболее эффективных технологий выработки запасов нефти с использованием МУНП позволит повысить технико-экономические показатели на месторождениях, характеризующихся высокой обводненностью добываемой продукции, а также вовлечь в разработку залежи, характеризующиеся низкой экономической рентабельностью, при разработке их с использованием традиционных технологий.

Методы и материалы

В работах [35–39] проведена дифференциация и группирование более четырехсот объектов, приуроченных к нижнемеловым (альбский (al), аптский (a), баремский (br), готеривский (g), валанжинский (v) ярусы и ачимовская (Ач) толща), отложениям Верхнепурского (ВВ) вала; Ярсомовского (ЯП) прогиба; Красноленинского (КС), Сургутского (СУС), Нижневартовского (НС) и Северного (СЕС) сводов; Северо-Вартовской (СВМ), Северо-Сургутской (ССМ) и Надымской (НМ) моноклиналей; Большехетской (БВ) впадины.

Группирование объектов проводилось с использованием методов распознавания образов по 19 параметрам, отражающим геолого-физические и физико-химические

*E-mail: vv@of.ugntu.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI100640>

свойства пластов и насыщающих их флюидов. Среди них: глубина залегания ($H_{зал}$, м); начальное пластовое давление ($P_{пл}$, МПа) и температура ($t_{пл}$, °C); общая ($H_{общ}$, м) и эффективная нефтенасыщенная (H_s , м) толщины пласта; коэффициенты пористости (m , д.ед.), нефтенасыщенности (K_n , д.ед.), проницаемости ($K_{прон}$, 10^{-3} мкм²), песчаности ($K_{пс}$, д.ед.), расчлененности (K_p); плотность (ρ_n , кг/м³), вязкость (μ_n , мПа·с), относительная вязкость (μ_0) пластовой нефти, объемный коэффициент (β , д.ед.), газосодержание (G , м³/т), давление насыщения ($P_{нас}$, МПа) нефти, содержание сероводорода (S , %) и парафина (P , %) в нефти, вязкость пластовой воды (μ_w , мПа·с). Были выделены 11 групп объектов, определены центры группирования и ближайшие к ним типичные объекты-полигоны.

На рисунке представлена территориальная карта расположения центроидов и зон сосредоточения выделенных групп объектов.

Получены уравнения канонических дискриминантных функций в виде:

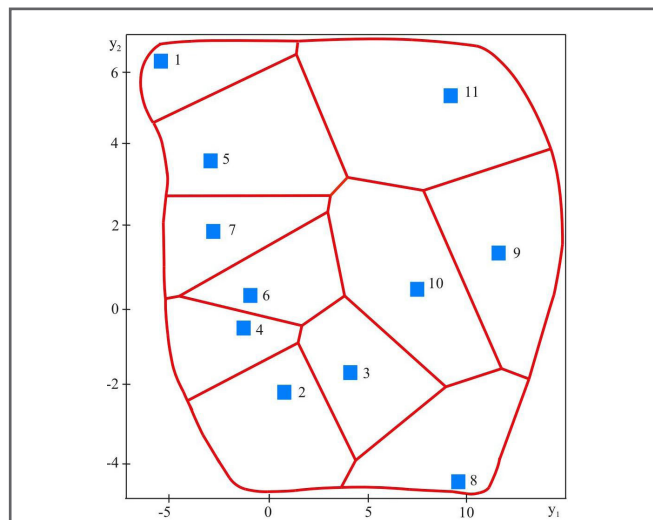


Рис. Территориальная карта расположения центроидов и зон сосредоточения выделенных групп объектов:

— зона основного сосредоточения объектов;
■ – центроид и номер группы объектов

$$y_1 = 10.05 - 0.001H_{зал} - 0.025H_{общ} + 0.097H_s - 18.71m_2 + 0.377K_n + 0.0001K_{прон} + 0.436K_{пс} + 0.033K_p - 0.82t_{пл} + 0.441P_{пл} + 0.670\mu_n + 6.972\rho_n + 0.725\beta - 1.371S + 0.219P + 0.298P_{нас} + 0.042G - 3.781\mu_w - 0.277\mu_0;$$

$$y_2 = -4.28 - 0.005H_{зал} + 0.002H_{общ} + 0.001H_s - 20.62m_2 + 3.891K_n + 0.004K_{прон} + 1.090K_{пс} - 0.039K_p + 0.001t_{пл} - 0.191P_{пл} + 0.246\mu_n + 13.19\rho_n + 1.989\beta + 0.191S + 0.558P + 0.250P_{нас} + 0.017G + 9.432\mu_w - 0.050\mu_0.$$

Использование рисунка и уравнений (1) и (2) позволяет с достаточной степенью точности идентифицировать объекты, не участвовавшие в группировании, и использовать по ним полученные в данной работе результаты скрининга методов увеличения нефтеотдачи.

По каждому объекту-полигону с использованием критериев применимости технологий увеличения нефтеотдачи [40–44] выбирались методы, удовлетворяющие этим критериям, и по ним проводился прогноз технологической эффективности с использованием программы “Oil+”.

Результаты и обсуждения

Характерной особенностью группы объектов 1 среди групп объектов меловой системы являются минимальные средняя глубина залегания и начальное пластовое давление, максимальные – общая толщина пласта и коэффициент пористости. Пластовые нефти данной группы имеют максимальную вязкость и относительную вязкость при минимальных значениях давления насыщения и газосодержания.

Объекты данной группы приурочены к викуловской свите альбского яруса Красноленинского свода. В центре группирования находится одна из площадей Красноленинского месторождения.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к структуре II порядка Ендырскому куполовидному поднятию, являющимся осложнением структуры I порядка, Красноленинского свода.

Состояние выработки запасов нефти по пластам и участкам по результатам геолого-промысловых и промыслово-геофизических методов исследований показало:

- значительную гетерогенность выработки запасов по площади развития;
- степень выработки в первую очередь определяется долей запасов высокопродуктивных коллекторов с высокой насыщенностью (коллектора ВК2);
- неравная степень выработки обусловлена как геологическими, так и технологическими факторами (системой разработки, конструкцией скважин, разбуренностью запасов и временем эксплуатации добывающих скважин);
- низкую выработку запасов на участках опытно-промышленных работ (ОПР) с горизонтальными скважинами. Интенсивное обводнение горизонтальных скважин является основной причиной низких показателей разработки участков;
- повсеместное несоответствие степени выработки запасов и обводненности продукции, особенно на участках с горизонтальным бурением;
- при реализованной системе в пласте остаются запасы, не вовлеченные в разработку.

Для залежей объекта-полигона группы 1 перспективы доразработки связаны с дальнейшим разбуриванием площади залежей с соответствующим формированием системы поддержания пластового давления (ППД), которая показала достаточную эффективность на ранних стадиях разработки. При необходимости – проведение работ по интенсификации добычи нефти. По существующему фонду – проведение работ по повышению эффективности системы заводнения. Проведение мероприятий по регулированию фильтрационных потоков физико-химическими методами в конце второй – начале третьей стадии характеризуются высокой успешностью и высоким технологическим эффектом, что особенно важно при проведении опытно-промышленных работ.

Сложное морфологическое строение, как по латерали, так и по разрезу, предопределяет прямую зависимость эффективности разработки пласта ВК месторождения от видов, объемов внедрения и успешности геолого-технических мероприятий. По геолого-физическим критериям на залежах рекомендуется применить обратные эмульсионные системы (ЭС, ЭСС), а также сульфат-содовые составы (ССС). Прирост конечного коэффициента извлечения

Рекомендуемые методы увеличения нефтеотдачи на объектах-полигонах выделенных групп и прогноз их технологической эффективности

Номер группы объекта-полигона	Рекомендуемые методы и технологии увеличения нефтеотдачи	Прогноз увеличения нефтеотдачи, пункты
1	технологии ЭС технология ЭСС технология ССС	2.3
		2.6
		2.4
2	технология Гелий 1 К2 технология Элтинокс	1.8
		1.9
3	технологии ИВВ HCL+Синол, оторочки композиций ПАВ водогазовое воздействие	1.9
		2.1
		2.4
		2.6
4	технологии ВДС технология СНПХ-91 технология СНПХ-92 технология АСК + мел	2.8
		2.6
		2.5
		2.2
5	технология ГОС-1АС технология ВДПС	3.2
		2.7
6	комплексное воздействие, включающее нестационарное заводнение и технологию ССС	4.6
7	технологии ВДПС технология ПДС с ГОК технология ВДС	3.1
		3.0
		2.9
8	технология «Геоварт» + неионоген. ПАВ (АФ ₉₋₁₂) для ЧНЗ и ВНЗ залежей	3.4
9	бурение ГС	3.6
10	технологии Хемико технология HCL + ИВВ-1 + HF + борная кислота	2.2
		2.1
11	технологии Термогель технология РВ-3П-1 технология ТермоГОС технология ПАА (AN-125) в перспективе технология UNOGEL	3.1
		2.9
		2.8
		2.9
		2.7

нефти (КИНкон) достигнет 2.3–2.6 пунктов (см. таблицу).

Вторую группу объектов сформировали пласты ачимовской толщи Северо-Вартовской моноклинали, Сургутского и Нижневартовского сводов и Ярсомовского прогиба. Причем необходимо отметить их приблизительно равный вклад в состав группы, т.е. объекты этого возраста этих тектонических структур сходны между собой не только в областях сочленения, но и в центральных областях этих структур.

Средние значения геолого-физических и физико-химических параметров объектов занимают промежуточное положение в ряду средних значений параметров групп. Центральным объектом группы является месторождение, приуроченное к Кочевскому валу (структура II порядка), расположенному на северном погружении Сургутского свода (структура I порядка). Месторождение многопластовое, по величине извлекаемых запасов относится к средним.

С начала разработки отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составил 0.9% при обводненности продукции 80.8%, коэффициент нефтеизвлечения – 0.003. Причиной низких значений показателей разработки является значительное снижение дебита жидкости и высокая обводненность продукции скважин вследствие низких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов ачимовской толщи.

Для залежей объекта-полигона группы 2 перспекти-

вы доработки связаны с вводом эксплуатационного фонда из бурения или других горизонтов, развитием системы ППД и вовлечением в разработку основного объема запасов пласта. Для интенсификации добычи нефти с учетом низкой проницаемости объекта и невысокой обводненности рекомендуется использовать составы Гелий 1 К2 и Элтинокс. Прирост КИН_{кон} за счет реализации предложенных технологий составит 1.8-1.9 пунктов.

Третья группа объектов в основном представлена залежами ачимовской толщи Северо-Сургутской моноклинали, а также отдельными залежами одноименной толщи Северо-Вартовской моноклинали. Средние значения геолого-физических и физико-химических параметров объектов группы 3, аналогично объектам группы 2, занимают промежуточное положение в ряду средних значений параметров объектов меловой системы. Однако объекты группы 1 отличаются от объектов группы 2 меньшими средними значениями общей и эффективной нефтенасыщенной толщин и коэффициента расчлененности. Нефти 3 группы характеризуются меньшим содержанием серы и большим – парафина. Ближайшим объектом к центру группирования являются залежи ачимовской толщи месторождения, расположенного в пределах северо-восточного склона Сургутского свода (структура I порядка).

Объект-полигон 3-ей группы находится на начальной стадии разработки, характеризуется невысокими значе-

ниями ФЕС и обводненности добываемой продукции. Под параметры объекта по критериям применимости подходят следующие технологии и на них целесообразно просчитать эффективность применения соответственно композиций ПАВ, водогазового воздействия, технологии НСЛ+Синоп, импульсно-волнового воздействия (ИВВ). Реализация предложенных мероприятий вплоть до окончания эксплуатации залежей позволит дополнительно увеличить $KIN_{кон}$ на 1.9–2.6 пунктов.

Четвертая группа объектов состоит в основном из залежей валанжинского и отдельных залежей баремского яруса. Основная часть объектов приурочена к Сургутскому своду, незначительная – к Нижневартовскому своду, Северо-Вартовской моноклинали и Ярсомовскому прогибу.

Объекты этой группы имеют определенный набор параметров, характеризующих геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов, что и отличает их от объектов других групп. Специфической особенностью данной группы является максимальное содержание серы в нефти.

Центральным объектом является пласт БС₁₀²⁻³ месторождения, расположенного в пределах северо-восточного склона Сургутского свода и приуроченного к структуре II порядка – Тевлинскому куполовидному поднятию.

Геологический разрез месторождения представлен песчано-алеврито-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, залегающего на размытой поверхности доюрского фундамента.

Разработка объекта ведется с 1987 года.

На объекте реализована следующая система воздействия: блоковая трехрядная в сочетании очаговым заводнением и обращенной семиточечной системой, с размещением скважин по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 500 м, с уплотнением сетки на нижнюю пачку в зоне развития максимальных нефтенасыщенных толщин.

На момент анализа при текущей обводненности 91.8 % коэффициент нефтеизвлечения составил 0.345.

Для залежей объекта-полигона группы 4 перспективы доработки залежей связаны с повышением эффективности существующей системы заводнения и снижением обводненности добываемой жидкости применением гелеобразующих композиций.

Высокие ФЕС, песчанистость и низкая расчлененность позволяют применить технологию повышения охвата заводнением с использованием реагентов СНПХ-91, СНПХ-92, последовательной закачки АСК и мела, закачки волокнисто-дисперсной системы (ВДС). Моделирование процессов нефтеизвлечения позволило оценить прирост $KIN_{кон}$, который составил 2.2–2.8 пунктов.

Пятую группу объектов составляют залежи нефти аптского яруса, приуроченные к Нижневартовскому своду. К этой же группе примыкают отдельные залежи баремского возраста Ярсомовского прогиба. Особенности залежей данной группы, среди объектов мелового возраста, являются максимальные средние значения коэффициента пористости (вместе с объектами группы 1 и 7) при минимальных значениях коэффициента нефтенасыщенности, а также минимальные средние значения коэффициента песчанистости и начальной пластовой температуры. Объекты характеризуются максимальными средними значениями параметров m_r , $t_{на}$ и μ_v .

Ближайшим объектом к центру группирования является пласт АВ1-2 месторождения, расположенного в пределах Хантыйской антеклизы, в зоне сочленения северо-западного склона Нижневартовского мегавала с восточным бортом Ярсомовского мегапрогиба.

Объект разрабатывается с 1985 года с поддержанием пластового давления. На текущий момент реализованная плотность сетки скважин в разбуренной зоне – 21.7 га/скв.

Система разработки – очагово-избирательная на базе линейной трехрядной и на базе обращенной девятиточечной в сочетании с внутриконтурным и приконтурным заводнением, расстояние между скважинами 500 м.

На момент анализа отбор от НИЗ составил 22.3% при обводненности 84.9%. Текущий KIN – 0.071.

Система заводнения залежей объекта-полигона группы 5 характеризуется снижением эффективности, что требует реорганизации системы, где это возможно, или проведения потокорегулирующих мероприятий, где невозможно. Кроме этого требуются мероприятия, направленные на снижение обводненности добываемой продукции – водоизоляционные работы с использованием гелеобразующих систем и ввод в разработку застойных и слабодренлируемых запасов пласта бурением боковых стволов, скважин-дублёров или переводом скважин с других горизонтов.

Геолого-физические свойства пластовых систем позволяют рекомендовать на залежах осадко-гелеобразующие технологии ГОС-1АС, волокнисто-дисперсные полимерные системы (ВДПС). Применение только физико-химических методов позволит увеличить $KIN_{кон}$ на 2.7–3.2 пункта. А реализация всех предложенных мероприятий обеспечит прирост $KIN_{кон}$ на 8.2–9.7 пунктов.

Основу объектов шестой группы составляют залежи аптского и готеривского возрастов Верхнепурского вала. В эту же группу вливаются отдельные объекты готеривского и валанжинского ярусов соответственно Северо-Вартовской и Северо-Сургутской моноклиналей.

Особенностями объектов данной группы являются минимальные средние значения эффективных нефтенасыщенных толщин и максимальные средние значения плотности пластовой нефти в пределах групп меловой системы, а также характеризуются минимальными значениями коэффициента расчлененности. Центральным объектом группы является залежь пласта БВ4 месторождения, в тектоническом отношении приуроченного к западным склонам Нижневартовского свода и находящегося в зоне сочленения Ватьеганского вала с севера и Покачевской вершины с юга. На юго-западе территория месторождения приурочена к Ярсомовскому мегапрогибу, разделяющему Сургутский и Нижневартовский своды.

На момент анализа текущий KIN составил 0.479, отбор от НИЗ – 96.8%.

Формирование системы ППД на объекте ведется с 1994 года. Накопленная компенсация отбора закачкой составила 90.9%.

Для залежей объекта-полигона группы 6 перспективы доработки связаны с проведением водоизоляционных работ, работ по ограничению среднесуточных дебитов по жидкости и работ по регулированию направлений фильтрационных потоков с использованием гелеобразующих композиций. Отдельные неохваченные процессами

нефтеизвлечения зоны рекомендуется осваивать боковыми стволами, скважинами-дублерами или скважинами с других горизонтов.

Пластовая система характеризуется хорошими коллекторскими свойствами: средней толщиной, низкой расчлененностью и позволяет рекомендовать комплексное воздействие, включающее нестационарное заводнение и осадкообразующую технологию ССС. Прирост КИН_{кон} составит 4.6 пункта.

Объекты группы 7 представлены залежами готеривского яруса Нижневартовского свода (более 50% от общего количества объектов), а также отдельными залежами аптского, баремского и готеривского ярусов соответственно Северо-Вартовской моноклинали, Нижневартовского и Сургутского сводов.

Характерной особенностью данной группы объектов являются максимальные средние значения коэффициентов проницаемости и пористости (вместе с объектами групп 1 и 4). Нефти этой группы характеризуются максимальным содержанием серы. Пористость залежей данной группы объектов является наибольшей среди всех выделенных групп. Типичным объектом группы является пласт БВ3 нефтяного месторождения, в тектоническом отношении приуроченного к южному борту Могутлорского прогиба, осложняющего юго-западную зону Северо-Вартовской мегатеррасы Нижневартовского свода.

Объект разрабатывается с 1980 года.

Текущий КИН достиг 0.245, отбор от НИЗ – 69.7%. Обводненность составила 94.6%.

Разработка объекта-полигона группы 7 велась достаточно эффективно. Однако к настоящему времени остается достаточно большая доля остаточных запасов, которые необходимо извлечь. Доизвлечение остаточных запасов предлагается вести по двум направлениям. Первое направление – повышение эффективности существующей системы заводнения за счёт повышения охвата заводнением, изменения направлений фильтрационных потоков, повышения эффективности вытеснения нефти водой. Второе направление – снижение обводненности добываемой жидкости и вовлечение в процесс разработки запасов застойных зон, участков и продуктивных интервалов. Большую часть рекомендуемых работ предлагается провести с использованием МУН физико-химической направленности: осадко-гелеобразующие, вязкоупругие системы и т.д.

Хорошие коллекторские свойства объекта-полигона позволяют применять практически любые осадкообразующие технологии – волокнисто-дисперсные системы (ВДС), ВДПС, закачка оторочек полимер-дисперсных систем (ПДС) с гелеобразующим компонентом (ГОК). Применение предложенных технологий позволит повысить КИН_{кон} на 2.9–3.1 пункта.

Объекты восьмой группы приурочены к залежам готеривского возраста Надымской моноклинали. Залежи этой группы среди объектов мелового возраста залегают на наибольших глубинах и имеют наибольшие начальные пластовые давления.

Объекты характеризуются максимальными значениями коэффициентов песчаности, а нефти – минимальными значениями плотности, вязкости и содержания серы.

Среди объектов всех групп данная группа отличается

от остальных наибольшими средними значениями $H_{зд}$ и наименьшими ρ_n и S . Наиболее близко к центру группирования расположен пласт БУ14 одного из нефтяных месторождений.

Месторождение открыто в 1986 г., в эксплуатацию не введено.

Для проектирования выбрана модифицированная семиточечная обращенная система разработки на основе многозабойных скважин с горизонтальным окончанием ствола (длина ГС – 700 м), с расстоянием между скважинами 750 м.

Коэффициент извлечения нефти к концу разработки должен составить 0.191, при коэффициенте охвата – 0.389.

Объект-полигон 9-ой группы в настоящее время находится на ранних стадиях разработки, что требует, прежде всего, технологий по интенсификации. Однако, в залежи присутствуют газонасыщенные породы, которые накладывают существенные ограничения. За пределами внешнего контура газосодержащих рекомендуется применять технологии «Геоварт» с добавлением неионогенного ПАВ (Неонол АФ9-12). Применение предложенных мероприятий позволит получить прирост КИН_{кон} на уровне 3.4 пункта.

Две трети объектов группы 9 представляют залежи валанжинского яруса Северного свода и Большехетской впадины. Остальные объекты приурочены к готеривскому ярусу Большехетской впадины и Надымской моноклинали.

Основными особенностями объектов данной группы являются наибольшие средние значения эффективной нефтенасыщенной толщины и коэффициента начальной нефтенасыщенности среди объектов меловой системы. Нефти данной группы характеризуются максимальными средними значениями объемного коэффициента, давления насыщения, газосодержания и минимальными – содержания парафина. Объектами, ближе всех расположенными к центру группирования, являются залежи пласта БУ151 месторождения, приуроченного к центральной части Большехетской впадины, осложняющей северо-восточную часть Надым-Тазовской синеклизы.

Разработку объекта предполагается осуществлять скважинами с горизонтальным окончанием длиной до 350 м. Предусмотрена организация рядной системы ППД, чередование рядов: один ряд нагнетательных скважин, два ряда добывающих скважин, один ряд нагнетательных; направление рядов северо-запад – юго-восток, ориентация горизонтальных стволов добывающих и нагнетательных скважин – запад-восток.

Предлагается выполнить поинтервальный ГРП (37 скв.-опер.) в скважинах, расположенных в ЧНЗ.

Для сокращения объемов прорыва газа в газонефтяной зоне предлагается осуществлять барьерное заводнение, используя горизонтальные нагнетательные скважины. Нагнетание воды (расположение ствола) выполняется в зоне ГНК.

Расчетный срок разработки – 88 лет. Достижимый КИН – 0.382 д.ед.

Поскольку объект-полигон 9-ой группы находится на начальной стадии разработки, рекомендуется бурение скважин с горизонтальным окончанием, что позволит интенсифицировать отбор остаточных запасов нефти и повысить КИН_{кон} на 3.6 пункта.

Группу объектов 10 сформировали залежи ачимовской толщи Верхнепурского вала. Особенности этих объектов являются максимальные пластовые температуры среди объектов меловой системы, а также минимальные средние значения коэффициентов пористости и проницаемости при максимальных средних значениях коэффициента расчлененности. Типичным объектом группы являются залежи нефти Ач1 газонефтяного месторождения, в тектоническом отношении приуроченного к юго-восточной части Айваседопурского крупного купола, осложняющего Айваседопурское куполовидное поднятие, которое расположено в пределах Верхнепурского крупного вала, входящего в состав Варьеганско-Пурпейской зоны линейных структур, и находится в зоне сочленения последней с Восточно-Варьеганско-Пурским поясом мегапрогибов.

Объект введен в разработку в 2003 году.

Принятая ранее система разработки (обращенная 9-ти точечная) не сформирована.

Дальнейшая разработка объекта предусматривает формирование площадной обращенной пятиточечной системы.

Проектный $KIN_{кон} = 0.201$ при ПСС – 34 га/скв.

Объект-полигон 10-ой группы находится на начальной стадии разработки. Необходимо рекомендовать методы интенсификации: НСЛ + ИВВ-1 + HF + Борная кислота, Хемико. Применение предложенных технологий позволит существенно повысить темпы отбора запасов и получить прирост $KIN_{кон}$ на 2.1–2.2 пункта.

Основу группы объектов 11 составляют залежи баремского яруса Верхнепурского вала. В эту же группу вхо-

дят отдельные залежи альпского и аптского возрастов Большехетской впадины и залежи валанжинского яруса Верхнепурского вала.

Особенностью этой группы объектов является минимальная среди объектов мелового возраста общая толщина пластов, максимальное значение объемного коэффициента нефти при минимальных значениях относительной вязкости нефти и общей толщины пласта. Центральным объектом группы являются пласты БП7 и БП8 одного из месторождений района.

Объект введен в разработку в 2001 году.

Разработка ведется по принятой ранее трехрядной системе разработки с расстоянием между скважинами и между рядами 500 м. Текущий КИН – 0.262, отбор от НИЗ – 66.5%, темп отбора от НИЗ – 2.1%. Выработка запасов нефти происходит неравномерно как по площади, так и по разрезу.

Разработка залежей объекта-полигона 11-ой группы осуществляется достаточно эффективно. Перспективы доработки залежей связаны с изменением направлений фильтрационных потоков для повышения охвата пласта заводнением и подключением в разработку остаточных запасов застойных и слабодренлируемых зон.

Низкие ФЕС, высокая расчлененность пласта-коллектора позволяют рекомендовать технологии, обладающие селективностью по отношению к промытым зонам – технологии на основе обратных эмульсий ЭС, ЭСС и комплексные обработки, включающие обработку нагнетательных и добывающих скважин по этим технологиям. Применение предложенного комплекса технологий позволит увеличить $KIN_{кон}$ залежей на 2.7–3.1 пункта.

Выводы

Для условий залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами, приуроченных к отложениям нижнего мела Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции:

- проведена критериальная оценка применимости МУНП в условиях различных групп месторождений;
- установлены методы, позволяющие получить максимальные значения прироста конечного коэффициента извлечения нефти;
- показана необходимость дифференцированного подхода к использованию МУНП в пределах различных тектонико-стратиграфических элементов с учетом особенностей геологического строения залежей, свойств пластовых флюидов и условий залегания;
- предложен алгоритм определения наиболее эффективных МУНП на залежах, не участвовавших в проведенном исследовании на основе использования метода аналогий.

Литература

1. Мухаметшин, В.В., Бахтизин, Р.Н., Кулешова, Л.С. и др. (2021). Скрининг и оценка условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.
2. Конторович А.Э., Бейзель А.Л., Борисов Е.В. и др. (2017). Фациально-стратиграфическое районирование баженовского, георгиевского и васюганского горизонтов в Западно-Сибирском осадочном бассейне. Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Седьмое Всероссийское совещание. Москва: Геологический институт РАН.
3. Бриллиант, Л.С., Комягин, А.И. (2016). Формализованный подход к оперативному управлению заводнением нефтяного месторождения. *Нефть. Газ. Новации*, 2, 66-72.
4. Рогачев, М.К., Мухаметшин, В.В., Кулешова, Л.С. (2019). Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири. *Записки Горного института*, 240, 711-715.
5. Конторович, А.Э., Лившиц, В.Р., Бурштейн, Л.М. и др. (2021). Оценка начальных и прогнозных (перспективных и прогнозируемых) геологических и извлекаемых ресурсов нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и их структуры. *Геология и геофизика*, 62(5), 711-726.
6. Stenkin, A.V., Kotenev, Yu.A., Mukhametshin, V.Sh., Sultanov, Sh.Kh. (2019). Use of low-mineralized water for displacing oil from clay productive field formations. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 560, 012202, 1-5.
7. Михайлов, Н.Н. (1992). Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. Москва: Недра.
8. Valeev, A.S., Kotenev, Yu.A., Mukhametshin, V.Sh., Sultanov, Sh.Kh. (2019). Substantiation of the recovery of residual oil from low-productive and heterogeneous formations in Western Siberia by improving the waterflood system using gas and water-gas impacts. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 560, 012204, 1-6.
9. Мухаметшин, В.В., Андреев, В.Е., Дубинский, Г.С. и др. (2016). Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт. *SOCAR Proceedings*, 3, 46–51.
10. Федоров, К.М., Тимчук, А.С. (2006). Анализ эффективности систем разработки нефтяных залежей в юрских отложениях на примере Ершового и Хохряковского месторождений. *Известия ВУЗов. Нефть и газ*, 3, 11-17.
11. Ахметов, Р.Т., Маляренко, А.М., Кулешова, Л.С. и др. (2021). Количественная оценка гидравлической извилистости коллекторов нефти и газа Западной Сибири на основе капилляриметрических исследований. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.
12. Хуснулина, Г.Р., Копыльцов, А.А. (2016). Актуальность проведения геолого-разведочных работ в регионах традиционной добычи нефти на примере открытия пропущенных ранее залежей (Широтное Приобье, Западная Сибирь). *Нефтяное хозяйство*, 11, 78-79.
13. Сергеев, В.В., Беленкова, Н.Г., Зейгман, Ю.В. и др. (2017). Физические свойства эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(6), 37–64.
14. Курамшин, Р.М., Бриллиант, Л.С., Ревенко, В.М. (1989). Экспресс-метод оценки коэффициента охвата. Труды СибНИИИП «Проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири». Тюмень: Изд-во СибНИИИП.
15. Грищенко, В.А., Асылгареев, И.Н., Бахтизин, Р.Н. и др. (2021). Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.
16. Юрьев, А.Н. (1986). Метод идентификации песчаности в вероятностно-статистической модели прерывистого нефтяного пласта. Труды СибНИИИП «Вопросы интенсификации разработки нефтяных месторождений Западной Сибири». Тюмень: Изд-во СибНИИИП, 55–61.
17. Соколов, В.С., Тигеев, М.Ю. (2016). Исследование особенностей заводнения прерывистых коллекторов. *Нефтепромысловое дело*, 1, 25-29.
18. Akhmetov, R.T., Mukhametshin, V.V., Kuleshova, L.S. (2019). Simulation of the absolute permeability based on the capillary pressure curves using the dumbbell model. *Journal of Physics: Conference Series*, 1333, 032001, 1-8.
19. Велиев, Э.Ф. (2021). Применение амфифильных блок-полимерных систем для эмульсионного заводнения пласта. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.
20. Мухаметшин, В.Ш. (1989). Зависимость нефтеизвлечения от плотности сетки скважин при разработке низкопродуктивных карбонатных залежей. *Нефтяное хозяйство*, 12, 26–29.
21. Сергеев, В.В., Шарапов, Р.Р., Кудымов, А.Ю. и др. (2020). Экспериментальное исследование влияния коллоидных систем с наночастицами на фильтрационные характеристики трещин гидравлического разрыва пласта. *Нанотехнологии в строительстве*, 12(2), 100–107.
22. Rzaeva, S.J. (2019). New microbiological method of oil recovery increase containing highly mineralized water. *SOCAR Proceedings*, 2, 38-44.
23. Мухаметшин, В.В., Кулешова, Л.С. (2020). О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 331, 5, 140–146.
24. Мухаметшин, В.Ш., Хакимзянов, И.Н., Бахтизин, Р.Н. и др. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.
25. Бравичев, К.А., Казаков, К.В., Раянов, Р.Р. (2016). Поиск оптимального варианта разработки

низкопроницаемого и неоднородного ачимовского пласта месторождения Западной Сибири. *Нефть, газ и бизнес*, 2, 23-29.

26. Мухаметшин, В.В., Кулешова, Л.С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.

27. Хамитов, И.Г., Лепихин, В.А., Елисеев, А.Н. и др. (2016). Оценка интенсивности обводнения добывающих скважин в породах различного гранулометрического состава по Вахитовскому месторождению. *Нефтепромысловое дело*, 3, 47-50.

28. Владимиров, И.В., Бакиров, И.И., Лощева, З.А. и др. (2017). К вопросу о размещении добывающих и нагнетательных скважин в нефтяных залежах с протяженными зонами разуплотнения коллектора. *Нефтепромысловое дело*, 7, 5-9.

29. Мухаметшин, В.Ш., Зейгман, Ю.В., Андреев, А.В. (2017). Экспресс-оценка потенциала добывных возможностей залежей для определения эффективности применения нанотехнологий и необходимости стимулирования ввода их в разработку. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(3), 20–34.

30. Колова, Т.А., Миллер, М.Н., Мазитов, Р.Ф. и др. (2017). Опыт применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз». *Нефтепромысловое дело*, 10, 17-26.

31. Мухаметшин, В.В. (2021). Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования. *Геология и геофизика*, 62(12), 1672–1685.

32. Черепанова, Н.А., Попова, Л.В., Исаев, А.В. и др. (2017). Аprobация высокотемпературной технологии SiXell в низкопроницаемых коллекторах. *Нефтепромысловое дело*, 10, 33-36.

33. Алтунина, Л.К., Кувшинов, В.А., Кувшинов, И.В. и др. (2016). Физико-химические технологии увеличения нефтеотдачи месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Нефть. Газ. Новации*, 6, 22-25.

34. Зейгман, Ю.В., Мухаметшин, В.Ш., Хафизов, А.Р. и др. (2016). Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах. *SOCAR Proceedings*, 3, 33–39.

35. Титов, А.П., Бодрягин, А.В., Митрофанов, А.Д., и др. (2017). Анализ режимов закачки воды в пласт ЮВ1 Тюменского месторождения для выявления оптимальных давлений нагнетания. *Горные ведомости*, 3 (34), 48-61.

36. Мухаметшин, В.В. (2018). Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(5), 117–124.

37. Михайлов, Н.Н. (2011). Петрофизическое обеспечение новых технологий доизвлечения остаточной нефти из техногенно измененных залежей. *Каротажник*, 7(205), 126-137.

38. Михайлов, Н.Н., Семенова, Н.А., Сечина, Л.С. (2010). Условия формирования микроструктурной смачиваемости и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов. *Георесурсы, геознергетика, геополитика*, 1 (1), 30.

39. Мухаметшин, В.В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

40. Сургучев, М.Л., Горбунов, А.Т., Забродин, Д.П. и др. (1991). Методы извлечения остаточной нефти. *Москва: Недра*.

41. Зейгман, Ю.В., Мухаметшин, В.Ш., Сергеев, В.В., и др. (2017). Экспериментальное исследование вязкостных свойств эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(2), 16–38.

42. Велиев, Э.Ф., Алиев, А.А., Маммедбейли, Т.Е. (2021). Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.

43. Муслимов, Р.Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). *Казань: ФЭН*.

44. Велиев, Э.Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

References

1. Mukhametshin, V.V., Bakhtizin, R.N., Kuleshova, L.S., et al. (2021). Screening and assessing the conditions for effective oil recovery enhancing techniques application for hard to recover high-water cut reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.

2. Kontorovich A.E., Beyzel' A.L., Borisov E.V. et al. (2017). Facial zonation of bazhenovo, georgievka and vasyugan horizons in the West Siberian sedimentary basin. The Jurassic system of Russia: problems of stratigraphy and paleogeography. Seventh All-Russian Meeting. *Moscow: Geological Institute of the Russian Academy of Sciences*.

3. Brilliant, L.S., Komyagin, A.I. (2016). A formalized approach to operational management of flooding of an oil field. *Oil. Gas. Innovations*, 2, 66-72.

4. Rogachev, M.K., Mukhametshin, V.V., Kuleshova, L.S. (2019). Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 240, 711-715.

5. Kontorovich, A.E., Livshits, V.R., Burshtein, L.M., et al. (2021). Assessment of the initial, promising, and predicted geologic and recoverable oil resources of the West Siberian petroleum province and their structure. *Russian Geology and Geophysics*, 62(5), 576-588.

6. Stenkin, A.V., Kotenev, Yu.A., Mukhametshin, V.Sh., et al. (2019). Use of low-mineralized water for displacing oil from clay productive field formations. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 560, 012202, 1-5.

7. Mikhailov, N.N. (1992). Residual oil saturation of the developed formations. *Moscow: Nedra*.

8. Valeev, A.S., Kotenev, Yu.A., Mukhametshin, V.Sh., et al. (2019). Substantiation of the recovery of residual oil from low-productive and heterogeneous formations in Western Siberia by improving the waterflood system using gas and water-gas impacts. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 560, 012204, 1-6.

9. Mukhametshin, V.V., Andreev, V.E., Dubinsky, G.S., et al. (2016). The Usage of Principles of System Geological-Technological Forecasting in the Justification of the Recovery Methods. *SOCAR Proceedings*, 3, 46–51.

10. Fedorov, K.M., Timchuk, A.S. (2006). Analysis of the effectiveness of oil deposit development systems in the Jurassic sediments on the example of the Ershov and Khokhryakov fields. *Bulletin of Universities. Oil and Gas*, 3, 11-17.

11. Akhmetov, R.T., Malyarenko, A.M., Kuleshova, L.S., et al. (2021). Quantitative assessment of hydraulic tortuosity of oil and gas reservoirs in Western Siberia based on capillarimetric studies. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.
12. Khusnullina, G.R., Kopyltsov, A.A. (2016). The relevance of the exploration work in regions of traditional oil production by example of discovery "missed" previously deposits (Shirotnoye Priobiye, Western Siberia). *Oil Industry*, 11, 78-79.
13. Sergeev, V.V., Belenkova, N.G., Zeigman, Yu.V., et al. (2017). Physical properties of emulsion systems with SiO₂ nanoparticles. *Nanotechnologies in Construction*, 9(6), 37-64.
14. Kuramshin, R.M., Brilliant, L.S., Revenko, V.M. (1989). Express method for estimating the coverage ratio. Proceedings of the SibRIOI «Problems of geology and development of oil fields in Western Siberia». Tyumen: SibRIOI Publishing House.
15. Grishchenko, V.A., Asylgareev, I.N., Bakhtizin, R.N., et al. (2021). Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.
16. Yuryev, A.N. (1986). A method for identifying sandiness in a probabilistic-statistical model of an intermittent oil reservoir. Proceedings of SibRIOI "Issues of intensification of the development of oil fields in Western Siberia". Tyumen: SibRIOI Publishing House.
17. Sokolov, V.S., Tigeev, M.Yu. (2016). The research of the specific features of the laminated reservoirs water-flooding. *Petroleum Engineering*, 1, 25-29.
18. Akhmetov, R.T., Mukhametshin, V.V., Kuleshova, L.S. (2019). Simulation of the absolute permeability based on the capillary pressure curves using the dumbbell model. *Journal of Physics: Conference Series*, 1333, 032001, 1-8.
19. Veliyev, E.F. (2021). Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.
20. Mukhametshin, V.Sh. (1989). Dependence of crude-oil recovery on the well spacing density during development of low-producing carbonate deposits. *Oil Industry*, 12, 26-29.
21. Sergeev, V.V., Sharapov, R.R., Kudymov, A.Yu., et al. (2020). Experimental research of the colloidal systems with nanoparticles influence on filtration characteristics of hydraulic fractures. *Nanotechnologies in Construction*, 12(2), 100-107.
22. Rzayeva, S.J. (2019). New microbiological method of oil recovery increase containing highly mineralized water. *SOCAR Proceedings*, 2, 38-44.
23. Mukhametshin, V.V., Kuleshova, L.S. (2020). On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331, 5, 140-146.
24. Mukhametshin, V.Sh., Khakimzyanov, I.N., Bakhtizin, R.N., et al. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.
25. Bravichev, K.A., Kazakov, K.V., Rayanov, R.R. (2016). The search for the optimal development of low-permeability and heterogeneous reservoir of the achimov deposits in Western Siberia. *Oil, Gas and Business*, 2, 23-29.
26. Mukhametshin, V.V., Kuleshova, L.S. (2019). Justification of low-productive oil deposits flooding systems in the conditions of limited information amount. *SOCAR Proceedings*, 2, 16-22.
27. Khamitov, I.G., Lepikhin, V.A., Eliseev, A.N., et al. (2016). Evaluation of the intensity of producing wells water-flooding in rocks of various granulometric composition in Vakhitovsky field. *Petroleum Engineering*, 3, 47-50.
28. Vladimirov, I.V., Bakirov, I.I., Loshcheva, Z.A., et al. (2017). Placement of production and injection wells in oil deposits with expanded zones of a collector decompactification. *Petroleum Engineering*, 7, 5-9.
29. Mukhametshin, V.Sh., Zeigman, Yu.V., Andreev, A.V. (2017). Rapid assessment of deposit production capacity for determination of nanotechnologies application efficiency and necessity to stimulate their development. *Nanotechnologies in Construction*, 9(3), 20-34.
30. Kolova, T.A., Miller, M.N., Mazitov, R.F., et al. (2017). Experience of physical-chemical methods application to enhance formations' oil recovery of «Uraneftgaz» territorial-production company. *Petroleum Engineering*, 10, 17-26.
31. Mukhametshin, V.V. (2021). Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*, 62(12), 1373-1384.
32. Cherepanova, N.A., Popova, L.V., Isaev, A.V., et al. (2017). Approbation of "SiXell" high-temperature technology in low-permeable reservoirs. *Petroleum Engineering*, 10, 33-36.
33. Altunina, L.K., Kuvshinov, V.A., Kuvshinov, I.V., et al. (2016). Physico-chemical technologies for increasing oil recovery of fields with hard-to-recover reserves. *Oil. Gas. Innovations*, 6, 22-25.
34. Zeigman, Yu.V., Mukhametshin, V.Sh., Khafizov, A.R., et al. (2016). Prospects of application of multi-functional well killing fluids in carbonate reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 3, 33-39.
35. Titov, A.P., Bodryagin, A.V., Mitrofanov, A.D., et al. (2017). Analysis of water injection modes in the formation of the JV1 Tyumen deposit to identify optimal injection pressures. *Mining Statements*, 3 (34), 48-61.
36. Mukhametshin, V.V. (2018). Rationale for trends in increasing oil reserves depletion in Western Siberia cretaceous deposits based on targets identification. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(5), 117-124.
37. Mikhailov, N.N. (2011). Petrophysical support for novel technologies for the re-extraction of residual oil from man-modified pools. *Karotazhnik*, 7(205), 126-137.
38. Mikhailov, N.N., Semenova, N.A., Sechina, L.S. (2010). The conditions of microstructure wetting forming and their influence on filtration-measurement characteristics of productive strata. *Georesources, Geoenergetics, Geopolitics*, 1(1), 30.
39. Mukhametshin, V.V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.
40. Surguchev, M.L., Gorbunov, A.T., Zabrodin, D.P., et al. (1991). Methods of extraction of residual oil. *Moscow: Nedra*.
41. Zeigman, Yu.V., Mukhametshin, V.Sh., Sergeev, V.V., et al. (2017). Experimental study of viscosity properties of emulsion system with SiO₂ nanoparticles. *Nanotechnologies in Construction*, 9(2), 16-38.
42. Veliyev, E.F., Aliyev, A.A., Mammadbayli, T.E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention techniques implementation. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.
43. Muslimov, R.Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery). *Kazan: FEN*.
44. Veliyev, E.F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

Повышение эффективности выработки запасов залежей нижнего мела Западной Сибири с использованием методов увеличения нефтеотдачи

В.В. Мухаметшин, Л.С. Кулешова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Реферат

Для условий одиннадцати групп залежей нефти в терригенных коллекторах Западной Сибири, приуроченных к отложениям нижнего мела, проведен выбор наиболее эффективных технологий увеличения нефтеотдачи пластов на основе критериального анализа с последующим использованием численного моделирования в плане прироста конечного коэффициента извлечения нефти. Показана необходимость дифференцированного подхода при использовании методов увеличения нефтеотдачи. Представлен алгоритм тиражирования полученных результатов на месторождениях, не участвовавших в проведенном исследовании на основе метода аналогий.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи пластов; коэффициент извлечения нефти; трудноизвлекаемые запасы; метод аналогий; дифференциация и группирование залежей нефти.

Neftveriminin artırılması üsullarının istifadəsilə Qərbi Sibirin Aşağı Təbaşir yataqlarındakı ehtiyatların işlənməsinin səmərəliliyinin artırılması

V.V. Muxametşin, L.S. Kuleşova

Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Qərbi Sibirin aşağı təbaşir çöküntülərinə aid terrigen kollektorlarındakı neft yataqlarının on bir qrupunun şərtləri üçün meyar təhlili əsasında və son neftçıxarma əmsalının artırılması baxımından ədədi modelləşdirmədən istifadə etməklə layların neftveriminin artırılması üçün ən effektiv texnologiyalar seçilmişdir. Neftveriminin artırılması üsullarının istifadəsi zamanı diferensial yanaşmanın zəruriliyi göstərilmişdir. Analogiya metodu əsasında tədqiqatda iştirak etməyən yataqlarda alınan nəticələrin təkrarlanması alqoritmi təqdim olunmuşdur.

Açar sözlər: layların neftveriminin artırılması üsulları; neftçıxartma əmsalı; çətin çıxarılabılən ehtiyatlar; analogiya metodu; neft yataqlarının diferensiallaşdırılması və qruplaşdırılması.