

УДК 622.279

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-114-124

Обоснование выбора объектов для физического моделирования на основе геолого-промысловых и статистических данных

Р. Ф. Шарафутдинов¹, А. С. Самойлов², Н. Ю. Колотыгина^{1*}

¹ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*N_Kolotygina@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. Сложность строения нефтяной оторочки нефтегазовых залежей определяет особенности ее разработки. При эксплуатации продуктивных пластов происходит расформирование запасов нефти вследствие неконтролируемого отбора газа. Несбалансированные процессы отбора нефти и заводнения приводят к снижению величины коэффициента извлечения нефти. В статье рассмотрен вопрос повышения эффективности технологии эксплуатации нефтяных оторочек на основе исследования процесса вытеснения нефти газовыми агентами. Представлены критерии применимости технологий увеличения нефтеотдачи, которые служат основой для выбора метода воздействия на пласт исходя из его геолого-физических особенностей; результаты оценки эффективности технологий по каждому пласту и обоснование применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН); обоснование выбора объектов исследования на основе применения МУН по различным месторождениям. Разработан ранг-рейтинговый метод оценки по адресным геолого-физическим характеристикам, энергетическому состоянию и инфраструктуре объектов разработки.

В результате проведенного ранжирования определены критерии, по которым обоснованы объекты для испытания водогазового воздействия: БУ₁₁² (Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ)); БТ₁₁⁰, БТ₁₁ (Заполярье НГКМ); БУ_{8,9}³ (Ен-Яхинское НГКМ); БУ₉² (Песцовое НГКМ); ПК₁ (Тазовское НГКМ); АЧ₃⁰, АЧ₃, АЧ₄, АЧ₅ (Ямбургское НГКМ).

Ключевые слова: нефтяная оторочка, физическое моделирование, методы увеличения нефтеотдачи, геолого-физические характеристики

Для цитирования: Шарафутдинов, Р. Ф. Обоснование выбора объектов для физического моделирования на основе геолого-промысловых и статистических данных / Р. Ф. Шарафутдинов, А. С. Самойлов, Н. Ю. Колотыгина. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-114-124 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 3. – С. 114–124.

The rationale behind the selection of objects for physical modeling based on geological and statistical data

Ruslan F. Sharafutdinov¹, Alexander S. Samoilov², Nadezhda Yu. Kolotygina^{1*}

¹Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*N_Kolotygina@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The intricate structure of the oil rim of oil and gas deposits is a determining factor in the peculiarities of its development. The exploitation of productive formations results in the depletion of oil reserves due to the uncontrolled withdrawal of gas. The application of an unbalanced oil withdrawal and waterflooding process results in a reduction in the oil recovery factor. The article

considers the issue of enhancing the efficiency of oil rims exploitation technology, with a particular focus on the research conducted into the displacement process of oil by gas agents. The authors of the article present the applicability criteria of enhanced oil recovery technologies, which serve as a basis for selecting the method of stimulation of the reservoir based on its geological and physical characteristics. Additionally, the results of the technology efficiency assessment for each reservoir are presented, along with a justification for the application of enhanced oil recovery methods. Finally, the article justifies the choice of research objects based on the application of enhanced oil recovery methods for different fields.

The results of the ranking led to the identification of the criteria that justified the sites for water-gas impact testing. The following sites were identified as suitable for water-gas impact testing: BU₁₁² (Urengoy oil and gas condensate field), BT₁₁⁰, BT₁₁ (Zapolyarnoye oil and gas condensate field), BU₈₋₉³ (Yen-Yakhinskoye oil and gas condensate field), BU₉² (Pestsovoye oil and gas condensate field), PK₁ (Tazovskoye oil and gas condensate field), ACh₃⁰, ACh₃, ACh₄, ACh₅ (Yamburg oil and gas condensate field).

Keywords: oil rim, physical modeling, enhanced oil recovery methods, geological and physical characteristics

For citation: Sharafutdinov, R. F., Samoilov, A. S., & Kolotygina, N. Yu. (2024). The rationale behind the selection of objects for physical modeling based on geological and statistical data. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 114-124. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-114-124

Введение

Сложность строения нефтяной оторочки нефтегазовых залежей определяет особенности ее разработки. При эксплуатации продуктивных пластов происходит расформирование запасов нефти вследствие неконтролируемого отбора газа. Несбалансированные процессы отбора нефти и заводнения приводят к снижению величины коэффициента извлечения нефти (КИН).

Объект и методы исследования

Объектом исследования является «Методика обоснования применения газовых агентов воздействия на нефтегазоконденсатные залежи» (рисунок), которая освещена в работе [1] и позволяет обобщить несколько обязательных этапов процесса оценки пределов применимости методов увеличения нефтеотдачи. Подходы к физическому и цифровому моделированию решений по разработке нефтяных оторочек сформированы и требуют унификации и экспертной оценки. Включение сформированных подходов в нормативные документы по разработке и проектированию разработки станет гарантом качества в оценке КИН для разных месторождений и точкой опоры для последующего развития подходов как физического моделирования с керном, так и цифрового моделирования согласно типу флюида.

В данной статье представлен детальный алгоритм работы по первым пунктам методики:

- критерии соответствия газовым, физико-химическим, тепловым методам увеличения нефтеотдачи (МУН);
- ранг-рейтинговое ранжирование объектов по очередности испытания технологий воздействия.

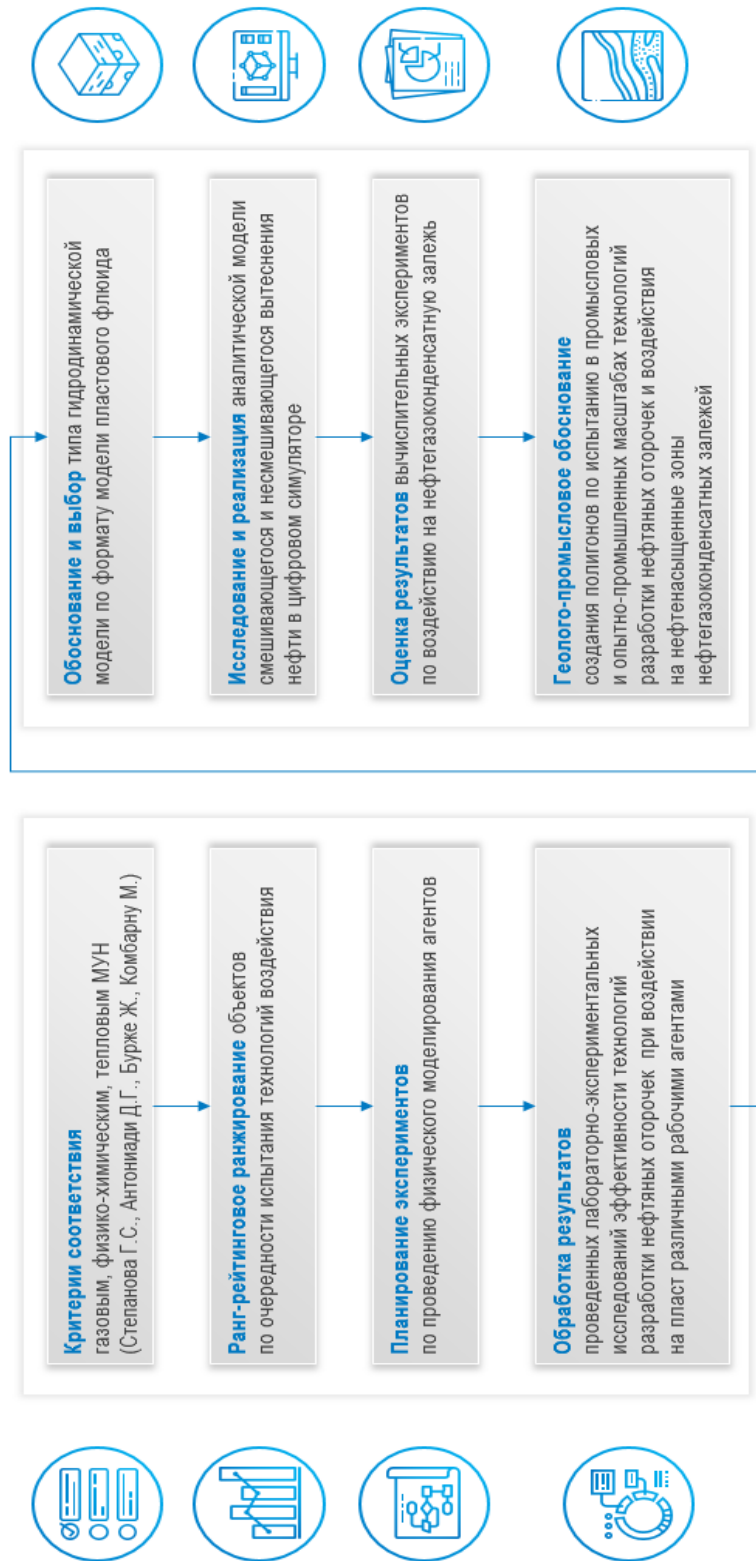


Рисунок. Методика обоснования применения газовых агентов воздействия на нефтегазоконденсатные залежи

Результаты

Для обоснования выбора объектов для физического моделирования выполнено несколько этапов. На первом этапе результаты применения тепловых, газовых, физико-химических методов увеличения нефтеотдачи по различным месторождениям были аккумулированы в информационную базу, позволяющую выполнять оперативный анализ и поиск аналогий по геолого-физическим характеристикам и использованным технологиям.

Применение новых способов (не для всех месторождений), в частности газовых методов, является достаточно эффективным. Рекомендуемые для их применения нефтяные залежи должны удовлетворять определенным критериям, представляющим собой совокупность геолого-физических, технологических, экономических условий и определяющим их пригодность для водогазового воздействия: технологичность и экономическую целесообразность промышленного внедрения метода.

На основании анализа и обобщения результатов теоретических, лабораторных и промысловых исследований вытеснения нефти газом и водой в различных сочетаниях установлены критерии выбора объектов для водогазового воздействия.

Выявлено, что в случае соблюдения определенных критериев процесс вытеснения нефти будет происходить при смешиваемости, частичной смешиваемости, несмешиваемости агентов. По ряду месторождений и на основании результатов лабораторных экспериментов установлено, что в случае смешиваемости агентов вытеснения и агента воздействия коэффициент вытеснения нефти значительно выше, по сравнению с противоположным — порядка на 50–70 %. Следует отметить также, что смешиваемость процесса обусловлена не только физико-химическими свойствами пластового флюида, но и рядом технико-технологических факторов.

С целью определения режима процесса вытеснения газом при воздействии на нефть исследуемых месторождений выполнен сравнительный анализ геолого-физических характеристик пластов и свойств флюида с установленными критериями. В итоге была сформирована обобщенная база с критериями, определяющими границы применимости, представленная в таблице 1 [2–5]. В соответствии с данными критериями выполнен сопоставительный анализ для пластов Уренгойского и Заполярного месторождений.

В результате анализа особенностей геолого-физических характеристик нефтегазоконденсатных залежей установлены параметры, определяющие условия эффективного извлечения нефти с применением новых способов разработки. Определяющими факторами при выборе способов воздействия на продуктивный пласт являются неоднородность, глубина залегания, температура, свойства насыщающего флюида. Предварительно обоснованы способы и рабочие агенты воздействия на нефтесодержащие коллекторы с учетом геолого-физических особенностей и термобарических условий рассматриваемых месторождений.

Таблица 1

Параметры, определяющие успешность проведения тепловых, газовых, физико-химических МУН

Фактор, характеризующий успешность процесса													
Метод вытеснения нефти	Коллектор					Пластовая нефть					Условия залегания		
	Тип коллектора	L _{см} , м	K _{ср} , мкд	K _{ср} , %	K _{отм} , %	Тип и ф-лы. свойства	Вязкость в пл. усл., мПа·с	Плотность в ст. усл.	Состав	P _{гип} , МПа	T, °C	h пласта, м	
Растворами ПАВ	-	-	> 0,01	-	-	Глинистость не более 5–10 %	< 50	-	Асфальтены и смолы	-	Менее 90	< 15	
Растворами полимеров	Песок. Песчаник. Карбонатный	-	> 0,02	18–37	> 25	Глинистость не более 5–10 %	10–100	< 940	-	-	Менее 90	-	
Мицеллярными растворами	Песчаник	-	> 0,1	> 15	> 25	Карбонатов 1–2 %	< 10	< 940	-	-	Менее 65–90	< 20–30	
Растворами щелочей	Песчаник	-	> 0,05–0,1	-	> 30	Глинистость более 5–10, %	< 40	< 940	> 0,5 мг/г	-	< 100	20–30	
	Карбонатный	-	> 0,1	-	> 30	Глинистость более 5–10, %	< 100	< 940	Кислотности > 0,5 мг/г	-	-	20–30	
Серной кислотой	-	-	< 0,5	-	-	Терр-ный с содерж. карбонатов 1–2 %	1 до 30	-	Асфальтены и смолы	-	-	-	
Двуокисью углерода	Слабосцементированный песчаник	< 3 250	> 0,01	> 18	> 30	-	< 50	-	Асфальтены и смолы	Выше P _{гас}	-	До 15 пологое з-е	
Закачкой азота	Гомог. песок. песчаник, карбонатные	< 4 620	0,3–3,4	14–27	> 30	-	Заводнение до 100	775–959	Асфальтены и смолы	Выше P _{гас}	75–140	-	
Углеводородным газом, низкокалорийным	Гомог. песок, песчаник, карбонатные	-	> 0,005	> 10	> 50	-	Газ высокого давления до 10	780–850	-	Более 15, выше P _{гас}	-	До 15 пологое з-е	
Углеводородным газом, высококалорийным	Гомог. песок, песчаник, карбонатные	1 500–4 350	> 0,005	> 10	> 30	-	Водогазовая смесь до 50	< 900	-	Более 15, выше P _{гас}	-	-	
Водогазовым воздействием [2]	Песчанники карбонатные	-	> 0,05	Не имеет	> 50	-	< 1 000	< 990	-	> 6	-	< 15	
Внутрипластовым горением [3]	Песчаник терм., карбонатный	< 2 000	> 0,1	> 0,18	> 50	Терр-ный	> 30	820–990	Серосодержащие	-	-	> 6	
Паром	Терр-ный, Карбонатный	< 1 500	> 0,1	> 0,18	> 50	-	До 50	820–1 000	Легкие компоненты	-	-	> 6	
Вытеснение нагретой водой	Песок. песчаник. Карбонатные породы	< 1 500	-	-	> 50	Глин 1–5 %	От 50 до 10 000	-	-	-	-	> 3	

Таблица 2

Результаты по физико-химическим МУН

Классификация физико-химических МУН	Количество проектов		Средний прирост КИН	
	РФ	Зарубежн.	РФ	Зарубежн.
Полимерное заводнение	148	192	0,15	0,20
Мицеллярные и мицеллярно-полимерные растворы	55	78	0,16	0,23
ПАВ	130	164	0,15	0,19
Щелочные растворы	85	124	0,17	0,23
Щелочно-ПАВ-полимерное заводнение	47	56	0,21	0,24
Спиртовые растворы	Н/д	Н/д	Н/д	Н/д
Растворы кислоты (H ₂ SO ₄)	Н/д	Н/д	Н/д	Н/д
Вода заданной минерализации	Н/д	Н/д	Н/д	Н/д
Всего	465	614	0,168	0,217

Как видно из таблицы 2, технологическая эффективность физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пласта составляет в среднем 0,17 по российским показателям и 0,22 — по зарубежным.

Однако в работе [6] выполнен ретроспективный анализ применения данных методов, согласно которому установлено, что зарубежные проекты по данной технологии не находят большого распространения, и недропользователи продолжают снижать их количество, что обусловлено невысокой технологической эффективностью в случае несоответствующей подготовки к реализации проекта, которая требует больших временных и материальных затрат.

Вторыми по эффективности из данных методов являются тепловые МУН, однако для большинства месторождений с традиционными запасами,

либо осложненных наличием газовой шапки, они неприемлемы, поскольку наибольшая их технологическая эффективность достигается на месторождениях высоковязких нефтей с достаточно высокой проницаемостью.

Большое внимание в настоящее время направлено на развитие применения газовых МУН. Однако при оценке повышения коэффициента нефтеотдачи установлено не самое высокое значение — в среднем 0,050 по российским и 0,098 по зарубежным проектам. Что обусловлено также трудоемким и детальным планированием данной операции с применением различных инструментов, таких как эксперименты на керне, гидродинамические симуляторы, поиск аналогий, подбор технологий.

Необходимо особенно отметить причины отклонения технологической эффективности по зарубежным и отечественным месторождениям, где отличие составляет почти 50 %. По результатам анализа некоторых источников можно предположить о различиях методик подсчета объема дополнительной добычи: в связи с налоговыми льготами на месторождениях США данные объемы зачастую были завышены, для отечественных месторождений данная ситуация была противоположна в связи с большей себестоимостью добычи в случае применения МУН и отсутствием льгот; для обоснования нерентабельности некоторых операций при защите проектов на разработку и постановке извлекаемых запасов на госбаланс решения по применению МУН, их эффективности принимались по пессимистичному варианту.

Однако следует отметить и большее количество данных проектов на зарубежных месторождениях, а также их использование в течение продолжительного времени, в случае сопоставления КИН по продолжительным проектам в нашей стране (Грачевское, Озеркинское, Восточно-Перевальное) и за рубежом можно отметить их соответствие. В этой связи определение эффективных газовых методов и особенностей технологий является приоритетным направлением в дальнейших исследованиях.

Для обоснования выбора объектов исследуемых месторождений определения технологической эффективности по аналогии и рекомендуемым критериям недостаточно. В связи с этим разработан ранг-рейтинговый метод оценки по дополнительным важным определяющим факторам, которыми являются развитость инфраструктуры объектов, наличие источников воздействия, объем извлекаемых запасов и др. Данные критерии по 32 исследуемым объектам были проранжированы по 10-балльной шкале от минимального к максимальному. Результаты ранжирования на примере одного из месторождений представлены в таблице 3.

При дальнейшей оценке на этапе «ВЫБОР» на основе геолого-физических характеристик, наличия проектной документации на обустройство и промысловой инфраструктуры выделена группа первоочередных объектов для испытания технологий воздействия на пласт, характеризующихся максимальными «рейтинг-факторами».

Таблица 3

Ранжирование объектов по очередности испытания технологий воздействия

Месторождение, объект	Параметры ранжирования объектов по очередности испытания технологий воздействия												Итоговый рейтинг
	Извл. запасы, млн т.	Рейтинг	Энергетика, %	Рейтинг	Доля ГНЗ (ГНВЗ), %	Рейтинг	Изученность, %	Рейтинг	Наличие ПД на обустройство	Рейтинг	Наличие инфраструктуры	Рейтинг	
Уренгойское													
БУ ₈ ⁰	8,461	3	32	4	36	7	27	3	Нет	1	Есть	10	28
БУ ₈	23,534	5	32	4	83	2	37	4	Есть	10	Есть	10	35
БУ ₉	1,728	1	32	4	89	1	0	1	Нет	1	Есть	10	18
БУ ₁₀	41,203	8	33	4	73	2	60	7	Нет	1	Есть	10	32
БУ ₁₁ ¹	14,494	4	33	4	54	5	72	8	Нет	1	Есть	10	32
БУ ₁₁ ²	20,832	5	33	4	22	8	67	7	Есть	10	Есть	10	44
БУ ₁₁ ³	5,124	2	33	4	28	7	100	10	Нет	1	Есть	10	34
БУ ₁₂ ¹	18,2	5	33	4	49	5	19	2	Нет	1	Есть	10	27
БУ ₁₃	2,91	1	33	4	23	8	44	5	Нет	1	Есть	10	29
БУ ₁₄ ¹	0,542	1	33	4	24	8	100	10	Нет	1	Есть	10	34
БУ ₁₄ ²	1,431	1	33	4	60	4	20	3	Нет	1	Есть	10	23
БУ ₁₆ ¹⁻²	7,833	3	100	10	40	6	16	2	Нет	1	Есть	10	32
БУ ₁₆ ¹⁻³	0,275	1	100	10	0	10	0	1	Нет	1	Есть	10	33
АЧ ₃	31,668	7	100	10	7	9	20	3	Нет	1	Г/к	5	35
АЧ ₅ ¹	35,525	7	100	10	0	10	13	2	Нет	1	Г/к	5	35
АЧ ₅ ²⁻³	41,017	8	100	10	11	9	24	3	Нет	1	Г/к	5	36
Заполярье													
БТ ₆₋₈	23,708	5	94	9	88	1	16	2	Нет	1	Г/к	5	23
БТ ₁₀ ¹	3,871	1	93	9	70	2	51	6	Нет	1	Г/к	5	24
БТ ₁₁ ⁰	5,671	2	100	10	20	8	95	10	План	3	Г/к	5	38
БТ ₁₁	11,374	4	100	10	18	8	69	7	План	3	Г/к	5	37

В результате проведенного ранжирования первоочередными объектами разработки для испытания технологий являются залежи следующих месторождений: Уренгойское (пласт БУ₁₁²); Заполярное (пласты БТ₁₁⁰, БТ₁₁).

По результатам обзора и анализа отечественного и зарубежного опыта применения способов воздействия на пласт, а также критериев применимости разных технологий к исследуемым объектам определен ряд технологий, представленных в таблице 4.

Таблица 4

Рекомендуемые технологии для исследуемых объектов

Месторождение, объект	Утв. КИН	Предлагаемый МУН	Прогнозный прирост КИН*, д.ед.	Прогнозный КИН + МУН**, д.ед.
Уренгойское, БУ ₁₁ ²	0,193	Вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные)	0,14	0,333
		Вытеснение нефти щелочными растворами	0,17	0,363
		Вытеснение нефти кислотами	0,135	0,328
		Воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ)	0,08	0,273
Заполярье, БТ ₁₁ ⁰ , БТ ₁₁	0,204/0,232	Воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ)	0,08	0,284/0,312
		Водогазовое воздействие (ВГВ)	0,06	0,264/0,292

Примечание:

* — средний прирост КИН по результатам анализа более 150 проектов по всему миру;

** — сумма утвержденного значения КИН и прогнозного прироста КИН за счет воздействия

Выводы

В результате анализа особенностей геолого-физических характеристик нефтегазоконденсатных залежей Уренгойского, Ямбургского, Заполярного, Ен-Яхинского, Песцового месторождений установлены параметры, определяющие условия эффективного извлечения нефти, с применением новых способов разработки. Установлено, что определяющими факторами при выборе способов воздействия на продуктивный пласт являются неоднородность, глубина залегания, температура, свойства насыщающего флюида.

При определении требований к выбору эффективных технологий разработки нефтегазоконденсатных месторождений (залежей) предварительно обоснованы способы и рабочие агенты воздействия на нефтесодержащие коллекторы с учетом геолого-физических особенностей и термобарических условий рассматриваемых нефтегазоконденсатных месторождений. В качестве наиболее приоритетных способов воздействия для испытания в период опытно-промышленных работ на рассматриваемых нефтегазоконденсатных месторождениях были выбраны вытеснение нефти углеводородными газами, водогазовое циклическое воздействие, щелочно-ПАВ-полимерное заводнение, полимерное заводнение.

Наиболее привлекательным и реальным на сегодняшний день является метод смешивающейся закачки углеводородного газа. Альтернативой смешивающейся закачке газа может быть чередующаяся закачка воды и газа, вытесняющая нефть в макро- и микроскопическом уровне. Это особенно актуально, если учесть зарубежный опыт.

В соответствии с первым пунктом «Методики обоснования применения газовых агентов воздействия на нефтегазоконденсатные залежи», исходя из критериев соответствия газовым, физико-химическим, тепловым МУН и на основе анализа и обобщения геолого-физических характеристик продуктивных пластов ряда месторождений Надым-Пур-Тазовского региона (Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Ен-Яхинское, Песцовое) проведено ранжирование по степени их изученности и очередности испытания технологий интенсификации притока и повышения нефтеотдачи.

В соответствии со вторым пунктом «Методики обоснования применения газовых агентов воздействия на нефтегазоконденсатные залежи» проведено ранг-рейтинговое ранжирование объектов по очередности испытания технологий воздействия, в результате чего обоснованы первоочередные объекты для физического моделирования и испытания технологий залежи Уренгойского (пласт БУ₁₁²) и Заполярного (пласты БТ₁₁⁰, БТ₁₁) нефтегазоконденсатных месторождений.

Результат обзора мирового практического опыта по открытым источникам свидетельствует о способности водогазового воздействия с применением газа сепарации обеспечивать увеличение КИН по сравнению с технологией заводнения, что в итоге может способствовать эффективной разработке нефтяной оторочки, находящейся в нефтегазовой залежи.

Список источников

1. Предложения к выбору типа цифровой гидродинамической модели и к особенностям моделирования закачки газа для увеличения нефтеотдачи / Р. Ф. Шарафутдинов, С. И. Грачев, А. С. Самойлов [и др.]. – Текст : непосредственный // Наука и техника в газовой промышленности. – 2023. – № 4 (96). – С. 3–13.
2. Степанова, Г. С. Термодинамическое обоснование метода газового воздействия на месторождении Тенгиз / Г. С. Степанова, В. В. Жустарев. – Текст : непосредственный // Перспективы применения газовых методов повышения нефтеотдачи пластов. – Москва : МНТК Нефтеотдача, 1989. – С. 23–25.
3. Степанова, Г. С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты / Г. С. Степанова. – Москва : Газойл пресс, 2006. – 200 с. – Текст : непосредственный.
4. Антониади, Д. Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д. Г. Антониади, А. Р. Гарушев, В. Г. Ищханов. – Краснодар : Советская Кубань, 2000. – 461 с. – Текст : непосредственный.
5. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов : перевод с французского / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну ; перевод с французского, под общей редакцией В. Ю. Филановского, Э. Э. Шпильрайна. – Москва : Недра, 1988. – 422 с. – Перевод изд.: *Recuperation Assistee Du Petrole Les Methodes Thermiques* / J. Burger, P. Sourieau, M. Combarnous. Paris, 1984. – Текст : непосредственный.

6. Берлин, А. В. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное воздействие (обзор). Часть I. Физические предпосылки применения полимерных растворов при заводнении пластов / А. В. Берлин. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – Вып. 22. – 2011. – С. 20–30.

References

1. Sharafutdinov, R. F., Grachev, S. I., Samoilov, A. S., Schwartz, A. V., & Glazov, T. L. (2023). Suggestions for Selecting Digital Hydrodynamic Model and Particular Aspects of Gas Injection Modeling to Enhance Oil Recovery. Science and Technology in the Gas Industry, (4(96)), pp. 3-13. (In Russian).
2. Stepanova, G. S., & Zhustarev, V. V. (1989). Termodinamicheskoe obosnovanie metoda gazovogo vozdeystviya na mestorozhdenii Tengiz. Perspektivy primeneniya gazovykh metodov povysheniya nefteotdachi plastov. Moscow, MNTK Nefteotdacha Publ., pp. 23-25. (In Russian).
3. Stepanova, G. S. (2006). Gazovye i vdogazovye metody vozdeystviya na neftyanye plasty. Moscow, Gazoyl press Publ., 200 p. (In Russian).
4. Antoniadis, D. G., Garushev, A. R., & Ishchkanov, V. G. (2000). Nastol'naya kniga po termicheskim metodam dobychi nefti. Krasnodar, Sovetskaya Kuban' Publ., 461 p. (In Russian).
5. Bourget, J., Sourieau, P., & Combarous, M. (1984). Recuperation Assistee Du Petrole Les Methodes Thermiques. Paris, Edition Technip, 400 p. (In French).
6. Berlin, A. V. (2011). Physical and chemical methods of enhanced oil recovery. Polymer flooding (review). Part I. Nauchno-tekhnicheskii vestnik ОАО "НК "Rosneft", (22), pp. 20-30. (In Russian).

Сведения об авторах/ Information about the authors

Шарафутдинов Руслан Фархатович, заместитель Генерального директора по науке, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень

Ruslan F. Sharafutdinov, Deputy Director General for Science, Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen

Самойлов Александр Сергеевич, кандидат технических наук, и. о. заведующего базовой кафедрой ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Alexander S. Samoilov, Candidate of Engineering, Acting Head of the Base Department of Gazprom VNIIGAZ LLC, Industrial University of Tyumen

Колотыгина Надежда Юрьевна, инженер 1-й категории, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень, N_Kolotygina @vniigaz.gazprom.ru

Nadezhda Yu. Kolotygina, Engineer of the 1st category, Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, N_Kolotygina @vniigaz.gazprom.ru

Статья поступила в редакцию 26.04.2024; одобрена после рецензирования 13.05.2024; принята к публикации 20.05.2024.

The article was submitted 26.04.2024; approved after reviewing 13.05.2024; accepted for publication 20.05.2024.