

УДК 52.47.27

ПРОБЛЕМАТИКА ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОВЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Григорьев Роман Сергеевич¹,
roma4554@mail.ru

Шарф Ирина Валерьевна¹,
irina_sharf@mail.ru

Шарф Кристина Андреевна²,
kristina.a.sharf@gmail.com

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² Schlumberger Logelco Inc,
Россия, 625048, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 14.

Актуальность исследования обусловлена, с одной стороны, снижением эффективности разработки месторождений углеводородного сырья традиционными методами, а с другой стороны, климатической повесткой, императивом которой является сокращение углеродного следа в процессе добычи. Мировой опыт показывает растущую востребованность газовых методов повышения нефтеотдачи, которые наиболее соответствуют достижению баланса между нефтеизвлечением и углеродным следом.

Целью исследования является обоснование возможности применения газовых методов увеличения нефтеотдачи пласта для основных разрабатываемых залежей углеводородного сырья пластов Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV.

Объект: Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Красноярском крае и входящее в состав Ванкорского кластера.

Метод: расчет минимального давления смесимости по методикам, применяемым в российской и зарубежной практике.

Результаты. С учетом особенностей процесса вытеснения нефти газовым агентом и основных факторов, влияющих на данный процесс и выбор газового агента (термобарические условия, геолого-физические характеристики пластов, физико-химический состав пластовых флюидов), были проведены расчеты минимального давления смесимости (Minimum Miscibility Pressure, ММП), при котором газ может полностью раствориться в пластовой нефти в результате многоконтантного процесса смешивания при пластовой температуре. Были обоснованы виды смешиваемости газа с пластовым флюидом для выбранных продуктивных пластов Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, а также обоснована наибольшая эффективность углекислого газа в качестве газового агента для повышения нефтеотдачи по сравнению с азотом и углеводородным газом с конечных ступеней сепарации. Однако в силу современных инфраструктурных, производственных, макроэкономических условий деятельности добывающего предприятия данный проект не рентабелен.

Ключевые слова:

Месторождение, продуктивный пласт, газовый метод, углекислый газ, минимальное давление смесимости, повышение нефтеотдачи пласта.

Введение

В связи с ростом выработанности запасов нефти категорий А+В₁+С₁ в России (в среднем 57,1 %) и разбуренных запасов газа (34,4 %), увеличением доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) углеводородного сырья (в среднем 65 %), снижением доли приращиваемых запасов, в основном за счет открытия мелких и очень мелких месторождений (60–85 %) и доразведки флангов и глубокозалегающих горизонтов открытых месторождений, разработка которых является практически нерентабельной в существующих макроэкономических условиях [1], с каждым годом актуализируется вопрос о применении инновационных технологий, позволяющих повысить нефтеотдачу пластов и вовлечь в разработку остаточные запасы углеводородного сырья.

Согласно данным Международного энергетического агентства (МЭА) [2] на 2017 г. по всему миру насчитывалось 374 действующих проекта с применением различных методов увеличения нефтеотдачи

(МУН) (рис. 1). Наиболее востребованными являются газовые методы, лидером в применении которых являются США, где реализуется >75 % всех добычных проектов в мире с применением данных методов, основанных на закачке в пласт углекислого газа (двуокиси углерода), азота, углеводородных или дымовых газов с целью вытеснения нефти. Преобладающими являются технологии с применением углекислого газа (CO₂), что обусловлено не только технико-экономической эффективностью для разных производственно-геологических условий, что подтверждается получаемыми объемами дополнительной добычи нефти, которые сопоставимы с объемами добытой нефти с использованием тепловых МУН, но и необходимостью соблюдения баланса между нефтеизвлечением и углеродным следом.

Современная мировая климатическая повестка ориентирует на кратное сокращение выбросов парниковых газов для сдерживания роста глобальной температуры в пределах 1,5 °С, что является серьезным

фактором активизации деятельности нефтегазовых компаний по совершенствованию технологических процессов добычи в направлении минимизации углеродного следа и стабилизации и роста объемов добы-

чи. Как следствие, растет востребованность в газовых МУН, прежде всего основанных на использовании CO_2 с учетом геолого-промысловых характеристик месторождений.

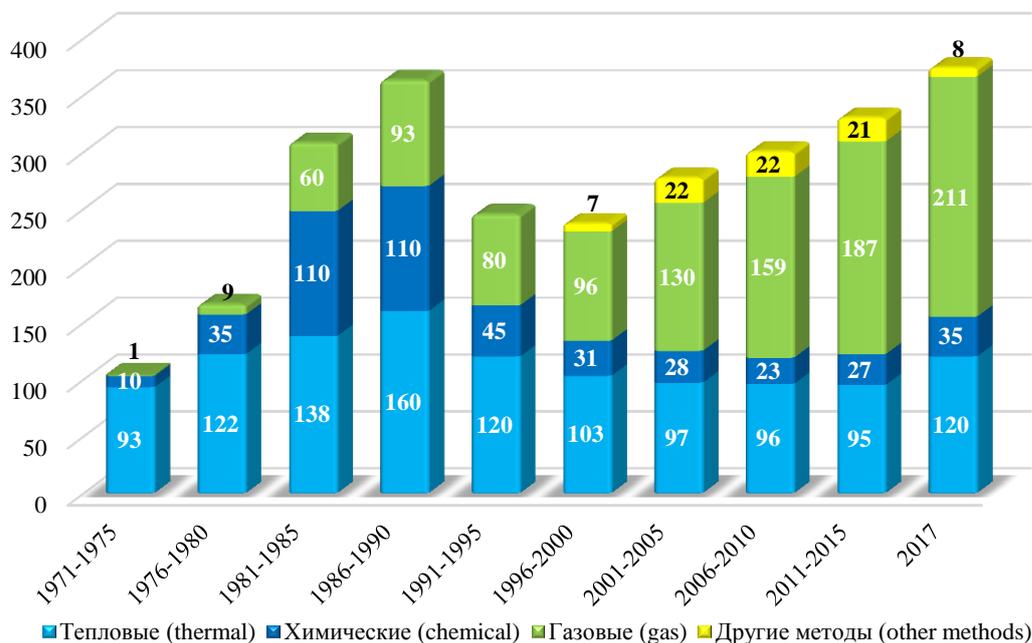


Рис. 1. Количество проектов с применением МУН (1971–2017) [2]

Fig. 1. Number of projects using EOR (Enhanced Oil Recovery) (1971–2017) [2]

Широкое распространение газовые МУН получили в Канаде и Китае [2–4]. Основные проекты по использованию диоксида углерода в Китае были реализованы на месторождениях Дацин, Цзилинь, Шэнли, Цзянсу и Чжунъюань. В результате чего испытания позволили повысить нефтеотдачу на 3–12 % (в среднем 7 %). Успешные проекты по применению углеводородных газов были осуществлены на месторождениях Swan Hills, Rainbow KR Pool, Pembina (Канада). Суммарная дополнительная добыча нефти составила в среднем 13,7 тыс. барр/сут. На месторождениях Weyburn and Midale в Канаде среднесуточный дебит увеличился в три раза – до 30 тыс. барр/сут [5]. Ряд успешных проектов также отмечены в Бразилии, Казахстане, Саудовской Аравии и Венесуэле [2, 6–8]. Стоит отметить успешный пилотный проект по закачке CO_2 на месторождении Lula (Бразилия). При закачке 177,3 млн м^3 газа было добыто 3,1 млн м^3 нефти и 845,8 млн м^3 природного газа. В Венесуэле в ходе применения в качестве вытесняющего агента углеводородных газов на месторождениях Carito Central, Carito Oeste и Furtial было дополнительно добыто 25, 15 и 24,7 тыс. барр/сут, соответственно.

Успешный опыт закачки CO_2 был в советской практике на Радаевском, Козловском, Сергеевском месторождениях Волго-Уральской НГП. Дополнительная добыча составила 218, 12,6 и 17,7 тыс. т, соответственно [9, 10]. Причиной завершения проектов стала коррозия углекислотопровода. Потенциал использования CO_2 , по оценкам специалистов, составляет 123 млн т дополнительной добычи.

Успешный мировой и советский опыт применения газовых методов ориентирует российские нефтегазовые компании на активизацию данной практики, так как ресурсная база углеводородов по количественным и качественным характеристикам достаточно многообразна и можно выделить месторождения со схожими геолого-промысловыми условиями. В свете вышесказанного важно отметить Указ Президента РФ № 666 от 04.11.2020 г., согласно которому промышленным компаниям поставлена задача к 2030 г. сократить на 70 % выбросы парниковых газов относительно уровня 1990 г. [11] Таким образом, целью исследования является обоснование возможности применения газовых МУН для продуктивных пластов Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ).

Краткая характеристика объекта исследования

В качестве объекта исследования выбрано Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на севере Красноярского края, входящее в Ванкорский кластер. Основными объектами разработки Ванкорского НГКМ являются продуктивные пласты Як III-VII, Нх-I и Нх-III-IV с залежами углеводородного сырья, добывающий фонд скважин которых характеризуется обводненностью 50–90 %. Средняя обводненность по месторождению на июнь 2019 г. составила 82,5 %, что осложняет разработку месторождения [12].

Залежь пласта Нх-III-IV нефтегазовая, пластовая, сводовая и расположена на глубине >2000 м, ее тол-

щина достигает 72,83 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,25 до 37,25 м со средним значением по залежи 17,4 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 1,2 до 41,6 м со средним значением по залежи 13,9 м. Залежь содержит 30 % начальных запасов нефти. Данный пласт является наиболее продуктивным.

Залежь пласта Нх-I нефтяная, пластовая, литологически экранированная со средней толщиной до 54,9 м и с эффективной нефтенасыщенной толщиной, варьирующей в диапазоне 0,7–18,5 м, составляя в среднем 7,3 м, расположена выше предыдущей примерно на 100–150 м. Запасы нефти составляют 7 % от начальных [13].

Залежь пласта Як III-VII газонефтяная, массивная, сводовая со средней мощностью 94 м (табл. 1) [14], расположенная на глубине до 1800 м и по всей площади подстилается водой. Запасы залежи составляют 60 % запасов месторождения. Эффективная нефтенасыщенная толщина залежи в разрезах скважин изменяется от 1,2 до 45 м, составляя в среднем 17,3 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0,4 до 22,2 м, а в среднем по залежи – 9 м [13].

Таблица 1. Показатели разработки продуктивных пластов Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения

Table 1. Indicators of production formation development of Vankor oil-gas condensate field

Характеристика пласта Formation characteristics	Пласт/Formation		
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Геологические запасы нефти, млн т Original oil in place, mln t	529	110,2	296,8
Извлекаемые запасы нефти, млн т Recoverable oil reserves, mln t	237,34	40,99	121,11
Геологические запасы свободного газа, млрд м ³ Non-associated gas in place, trln m ³	13,54	–	39,67
Средний дебит по жидкости на скважину, т/сут Average liquid rate per a well, t/day	587,3	272,29	687,29
Средний дебит нефти на скважину, т/сут Average oil rate per a well, t/day	86,6	54,9	42,48
Проектный КИН/Project EOR	0,402	0,32	0,35

Однако динамика основных показателей разработки является негативной, несмотря на превышение фактических показателей над проектными: с 2013 по 2019 гг. среднесуточная добыча нефти сократилась более чем на 5,5 %, добыча пластовой жидкости увеличилась почти в 3 раза, обводненность – примерно в 4 раза, что обуславливает снижение энергетического потенциала месторождений, как следствие, необходимы новые технологии с учетом задач политики углеродной нейтральности.

Материалы и методы

Процесс вытеснения нефти газом может проходить в следующих видах.

1. Смешивающееся вытеснение (коэффициент вытеснения $K_{\text{выт}} > 90\%$), характеризуемое взаимным растворением нефти и газа в силу снижения по-

верхностного натяжения на границе жидкости и газовой фазы. Следствием этого является подавление капиллярных сил, что особенно актуально для низкопроницаемых коллекторов [15]. Смешивание может быть первоcontactное, когда газ и нефть являются смешивающимися жидкостями, и многоcontactное, когда смешиваемость достигается в результате массообмена между флюидами, императивом чего являются наличие достаточного времени для этого процесса и фильтрация газа в нефтенасыщенной пористой среде.

- Ограниченно-смешивающееся вытеснение нефти, которое наблюдается в случае недостаточности времени взаимодействия или необходимых масс между нефтью и газовым агентом.
- Несмешивающееся вытеснение, которое практически не приводит к изменению состава закачиваемого газа и нефти по причине сохранения межфазных границ, что делает его наименее эффективным для нефтеизвлечения.

Эффективность процесса вытеснения газом зависит от ряда факторов, таких как термобарические (РТ-условия) и геолого-физические характеристики пластов, а также физико-химический состав пластовых флюидов, что обуславливает выбор газового агента.

Повышение температуры пласта влечет активизацию газовых молекул, что приводит к их выталкиванию из нефти и, следовательно, к снижению растворимости и эффективности процесса закачки и вытеснения нефти. Давление работает в противоположном направлении, так как молекулы газа под давлением сжимаются и лучше растворяются в нефти.

РТ-условия определяют рентабельность газовых методов. Если давление нагнетания слишком низкое, то в процессе вытеснения поток будет несмешивающимся и, следовательно, эффект вытеснения нефти газом ожидается ниже желаемого уровня. Если же давление нагнетания велико, то, несмотря на процесс смешивающегося вытеснения и высокие показатели добычи нефти, затраты на достижение этого давления могут быть выше, чем дополнительная прибыль от прироста добычи нефти. Физико-химические свойства пластовых флюидов определяют диапазон необходимых РТ-условий, в частности умеренные для извлечения легкой нефти и превышающие критические при извлечении высоковязких нефтей. Однако нет прямой зависимости в силу различной реакции на растворимость газа компонентов высоковязкой нефти [16].

Таким образом, одна из задач в части поиска ответа на вопрос об эффективности применения газовых методов в качестве МУН заключается в определении минимального давления смесимости (Minimum Miscibility Pressure, MMP), при котором газ может полностью раствориться в пластовой нефти в результате многоcontactного процесса смешивания при пластовой температуре [12].

Наиболее точными методами определения MMP являются экспериментальные, к которым относятся [17–19]:

- слим-методика (Slim tube test и micro slim-tube test);
- метод всплывающего пузырька (Rising Bubble Apparatus);
- метод, основанный на измерении поверхностного натяжения (Vanishing Interfacial Tension);
- метод, основанный на измерении отраженного акустического сигнала (Sonic response method);
- метод быстрого увеличения давления (Rapid pressure increase method);
- PVT метод (Pressure–volume–temperature (PVT) method);
- метод, основанный на применении МРТ и рентгеновской компьютерной томографии (Image diagnosis method);
- метод исследования микрофлюидных систем (Microfluidics system).

В настоящее время общепринятой и наиболее надежной считается слим-методика, сущность которой заключается в формировании насыпных моделей пласта значительной длины и малого диаметра. Также достаточно широкое распространение получили метод всплывающих пузырьков (RBA) и метод, основанный на измерении поверхностного натяжения (VIT). Тем не менее в случае отсутствия возможности определения давления смеси экспериментальным путем существуют методики расчёта ММР с помощью различных корреляций. В частности, при использовании углекислого газа (CO₂) применяют расчеты ММР по корреляциям С. Cronquist, J.I. Lee, O. Gaslo, H. Yuan, E.M. Shokir и др. [12]. Все они позволяют с определённой погрешностью определить минимальное давление смеси для определенных условий.

Для продуктивных пластов Як III-VII, Нх-I и Нх-III-IV произведен расчёт МРР с учетом закачки различных газов, что позволяет оценить возможность использования каждого для МУН в качестве газового вытеснителя нефти. Для CO₂ использованы корреляции Cronquist С. и Gaslo O. [12], получившие широкое распространение при расчете ММР. Для углеводородных газов используется корреляция Ghorbani [20]. ММР для азота рассчитана по формуле Hudgins et al. [21].

Результаты

Компонентный состав, физико-химические свойства пластовой нефти, пластовые температура и давление Ванкорского НГКМ представлены в табл. 2.

Расчет ММР для углекислого газа

Для расчёта ММР для CO₂ и пластовой нефти воспользуемся корреляциями Cronquist (1), (2) и Gaslo (3), (4) [12]:

$$MMP_{CO_2} = 0,11027 \cdot (1,8T + 32)^Y, \quad (1)$$

$$Y = 0,744206 + 0,0011038MW_{C_{5+}} + 0,0015279V_{vol}, \quad (2)$$

где ММР – минимальное давление смеси, МПа; Т – пластовая температура, °С; MW_{C₅₊} – молекуляр-

ная масса C₅₊высшие; V_{vol} – мольная доля летучих компонентов (C₁ и N₂).

Таблица 2. Компонентный состав (мольное содержание, %) и физико-химические свойства пластовой нефти Ванкорского НГКМ

Table 2. Fractional analysis (mole fraction, %) and physical-chemical characteristics of formation oil in Vankor oil field

Компонент/Component	Мольное содержание компонентов в нефти, % Mole fraction of oil components, %		
	Пласт/Formation		
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Сероводород Hydrogen sulfide	Отсутствует/Not available		
Углекислый газ Carbon dioxide gas	0,32	0,24	0,03
Азот/Nitrogen	0,08	0,37	0,08
Метан/Methane	35,87	50,4	46,7
Этан/Ethane	1,1	0,93	2,36
Пропан/Propane	0,11	1,53	3,18
Изобутан/I-butane	0,09	0,63	1,59
n-Бутан/n-butane	0,03	1,16	2,45
Изопентан/I-pentane	0,05	0,8	1,55
n-Пентан/n-pentane	0,02	0,91	1,44
Гексан/Hexane	0,83	1,37	1,91
C ₇₊	61,5	41,63	38,7
Молекулярная масса: Molecular mass			
Нефть/Oil	192,17	108	101,2
C ₅₊	297,76	218,55	204,62
C ₇₊	300,88	228,92	138,77
Плотность, кг/м ³ Density, kg/m ³	850	693	688,2
Пластовое давление, МПа Formation pressure, MPa	15,9	25,4	27,1
Пластовая температура, °С Formation temperature, °C	34	59	65

Для C₂–C₆>18 %

$$MMP_{CO_2} = 810 - 3,404MW_{C_{7+}} + 1,7 \cdot 10^{-9} MW_{C_{7+}}^{3,73} \cdot e^{786,8MW_{C_{7+}}^{-1,058}} \cdot T. \quad (3)$$

Так как во всех случаях суммарное содержание компонентов C₂–C₆<18 %, для расчёта ММР по корреляции Gaslo использована формула (4)

$$MMP_{CO_2} = 2947,9 - 3,404MW_{C_{7+}} + 1,7 \cdot 10^{-9} MW_{C_{7+}}^{3,73} \cdot e^{786,8MW_{C_{7+}}^{-1,058}} \cdot T - 121,2P_{C_2-C_6}, \quad (4)$$

где ММР – минимальное давление смеси, psi; MW_{C₇₊} – молекулярная масса C₇₊высшие; P_{C₂-C₆} – мольная доля компонентов C₂–C₆.

Расчет произведен в среде MS Excel. Результаты представлены в табл. 3.

Таблица 3. Значения ММР по корреляциям Cronquist, Gaslo
Table 3. MMP values in terms of Cronquist, Gaslo correlations

Корреляция/Correlation	ММР, МПа (MPa)		
	Пласт/Formation		
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Cronquist	18,35	20,79	20,23
Gaslo	17,82	20,27	22,22

Расчет MMP для попутного нефтяного газа

Расчет минимального значения смесимости в случае применения углеводородных газов можно произвести с помощью формул, предложенных в работе [17]:

$$MMP = 44,162 - 4,32\alpha + 0,691\alpha^2 - 0,141\beta; \quad (5)$$

$$\alpha = \frac{X_{C2-C6}^{1,68} \cdot X_{C1}^{0,1}}{(1,8T + 32)^{0,5} \cdot MW_{C7+}}; \quad (6)$$

$$\beta = Y_{C2+}^{(1,085+0,0056MW_{C2+})}, \quad (7)$$

где MMP – минимальное давление смесимости, МПа; X_{C2-C6} – мольная доля промежуточных компонентов C_2-C_6 , CO_2 и H_2S в нефти, %; X_{C1} – мольная доля метана в нефти, %; Y_{C2+} – мольная доля компонентов C_{2+} в нагнетаемом газе; MW_{C2+} – молекулярная масса C_{2+} в нагнетаемом газе.

Как видно из формулы (5), величина MMP в данном случае зависит не только от состава нефти, но и от нагнетаемого газа.

Согласно уравнениям (5)–(7) минимальное давление смесимости снижается с увеличением молекулярной массы и мольной доли компонентов C_{2+} в нагнетаемом углеводородном газе.

При нагнетании в пласты Нх-I и Нх-III-IV попутно добываемого газа, компонентный состав которого представлен в табл. 4, полученное по формуле (5) значение MMP находится в диапазоне 42–44 МПа.

Таблица 4. Компонентный состав (мольное содержание, %) попутного нефтяного газа Ванкорского НГКМ

Table 4. Components (mole fraction, %) of associate petroleum gas of Vankor field

Компонент Component	Мольное содержание компонентов в попутном нефтяном газе, % Mole fraction of components in associate petroleum gas, %	
	Пласт/Formation	
	Як-III-VII	Нх-III-IV
CH ₄	97,78	90,31
C ₂ H ₆	0,766	2,015
C ₃ H ₈	0,012	1,586
C ₄ H ₁₀	–	0,011
iC ₄ H ₁₀	0,022	0,618
nC ₄ H ₁₀	0,0025	0,791
iC ₅ H ₁₂	0,0107	0,381
nC ₅ H ₁₂	0,0009	0,28
ΣC ₆ H ₁₄	0,024	0,271
He	0,54	0,008
CO ₂	0,841	–
N ₂	–	3,46
H ₂	–	0,010

Расчет MMP для углеводородного газа с конечных ступеней сепарации

Величину MMP при применении углеводородных газов можно снизить, если использовать в качестве вытесняемого агента газ с более высокой долей компонентов C_{2+} , то есть газ с конечных ступеней сепарации, компонентный состав которого представлен в табл. 5. С использованием формул (5)–(7) рассчитано MMP для рассматриваемого углеводородного газа (табл. 6).

Таблица 5. Компонентный состав (мольное содержание, %) углеводородного газа с конечных ступеней сепарации

Table 5. Components (mole fraction, %) of carbon dioxide gas from final separation stage

Компонент Component	Мольное содержание компонентов углеводородного газа с конечных ступеней сепарации, % Mole fraction of carbon dioxide gas components from final separation stage, %	
	Пробкоуловители Slug catcher	Дегазаторы Degasser
Гелий/Helium	0,0011	0,001
Водород/Hydrogen	0,0029	0,0013
Кислород/Oxygen	0,0055	0,0053
Углекислый газ Carbon dioxide	0,95	1
Азот/Nitrogen	0,203	0,199
Метан/Methane	84,99	86,2
Этан/Ethane	4,56	4,31
Пропан/Propane	4,39	3,92
Изобутан/I-butane	1,5	1,34
н-Бутан/n-butane	1,83	1,61
Неопентан/Neopentane	0,0254	0,0257
Изопентан/I-pentane	0,56	0,5
н-Пентан/n-pentane	0,427	0,377

Таблица 6. Сравнение минимального давления смесимости для углеводородного газа с конечных ступеней сепарации и пластового давления

Table 6. Comparison of minimum miscible pressure of carbon dioxide from the final separation stage and formation pressure

Пласт/Formation	MMP, МПа (MPa)	P _{пл} , МПа/Pf, MPa
Як-III-VII	39,29	15,9
Нх-I	39,03	25,4
Нх-III-IV	38,76	27,1

Расчет MMP для азота

Для расчета MMP, в случае применения азота в качестве нагнетаемого агента, использовались формулы (8)–(10), представленные в работе D.A. Hudgins и др. [21]:

$$MMP = 38,39e^{-\lambda_1} + 25,10e^{-\lambda_2}, \quad (8)$$

$$\lambda_1 = \frac{792,06 \cdot X_{C2-C5}}{\left((1,8T - 460)^{0,25} \cdot MW_{C7+} \right)^2}, \quad (9)$$

$$\lambda_2 = \frac{2,158 \cdot 10^6 \cdot X_{C1}^{5,632}}{\left((1,8T - 460)^{0,25} \cdot MW_{C7+} \right)^2}, \quad (10)$$

где MMP – минимальное давление смешиваемости, МПа; X_{C2-C5} – мольная доля промежуточных компонентов C_2-C_5 , %; X_{C1} – мольная доля метана в нефти, %.

Результаты расчета представлены в табл. 7.

Таблица 7. Минимальное давление смесимости для азота и пластовое давление

Table 7. Minimum miscible pressure of nitrogen and formation pressure

Пласт/Formation	MMP, Мпа/MPa	P _{пл} , МПа/Pf, MPa
Як-III-VII	38,34	15,9
Нх-I	38,10	25,4
Нх-III-IV	36,79	27,1

Обсуждение

Согласно расчетам (табл. 2), полученное значение ММР выше, чем пластовое давление в продуктивных пластах Як III-VII, что объясняется значительной долей компонентов C_{7+} выше, обладающих высокой молекулярной массой, и низким содержанием компонентов C_2-C_6 . Таким образом, во-первых, в пластовых условиях вытеснение нефти CO_2 будет происходить в виде ограниченно-смешивающегося или несмешивающегося режима, что значительно снижает эффективность применения данного вида МУН; во-вторых, вытеснение нефти метаном и азотом также является несмешивающимся, так как ММР CO_2 меньше, чем ММР этих газов, что подтверждается дальнейшими расчетами.

Для пластов Нх-I и Нх-III-IV, наоборот, значение ММР для CO_2 ниже, чем пластовое давление, что позволяет говорить о процессе смешивающегося вытеснения.

Расчитанное ММР для углеводородного газа с концевых ступеней сепарации меньше, чем при использовании ПНГ, и превышает пластовое давление, но оно недостаточно для смешивающегося вытеснения. Достижение ММР в пластовых условиях возможно в том случае, если содержание мольных компонентов C_{2+} в газе будет превышать 30–33 % (полученное давление ММР согласно корреляции <25 МПа).

В целом полученные результаты, основанные на применении вышерассмотренных корреляций, согласуются с экспериментами вытеснения нефти газом первой ступени сепарации и обогащенным газом на керне нижнехетской свиты, проведенными в ООО «ВНИИГАЗ», где по результатам экспериментов было заключено, что наиболее важными факторами, влияющими на достижение смешиваемости газовой и нефтяной фаз в условиях Ванкорского НГКМ, являются составы фаз и давление нагнетания. Оптимальным с физической точки зрения будет являться вариант смешивающегося вытеснения без образования двухфазной переходной зоны, осуществляющийся либо при давлениях выше 33,1 МПа – при использовании исходного газа сепарации, либо при давлениях свыше 25,5 МПа – если газ сепарации будет обогащен промежуточными компонентами C_{2-6} до величины ≈ 33 %, что также согласуется с результатами расчета.

Кроме того, специалисты «ВНИИГАЗ» делают выводы, что: а) обогащение газа промежуточными компонентами (65 % метана) улучшает его смешиваемость с нефтью и приводит к росту эффективности вытеснения: $K_{\text{выт}}=0,67-0,84$; б) увеличение начальной нефтенасыщенности будет способствовать увеличению коэффициентов вытеснения нефти обогащенным газом.

Опыты по вытеснению нефти азотом в лабораторных условиях, выполнявшиеся в ООО «РН-УфаНИПИнефть», проводились на составных моделях пласта, одна из которых комплектовалась из керн-яковлевской (проницаемость составляет ($K_{\text{пр}}=0,238 \text{ мкм}^2$), а другая – из керн-нижнехетской свиты ($K_{\text{пр}}=0,121 \text{ мкм}^2$). Коэффициент вытеснения в этом

случае не превысил 0,384, при том что среднее значение коэффициента вытеснения нефти водой на образцах нижнехетской свиты Ванкорского НГКМ составил 0,596, что говорит о нецелесообразности применения азота в качестве вытесняющего агента.

Стоит также отметить, что опыты проводились с рекомбинированной нефтью, имевшей более низкое давление насыщения, чем в пластовых условиях ($P_{\text{нас}}=19,3 \text{ МПа}$). Однако, как отмечают специалисты «ВНИИГАЗ», можно полагать, что качественно картина останется прежней – высокая эффективность процесса будет достигаться лишь в условиях смешиваемости. Эффект же при вытеснении равновесным газом (в режиме газовой репрессии) останется таким же низким.

Таким образом, из всех рассмотренных газовых агентов наиболее предпочтительным с целью повышения нефтеотдачи пластов Ванкорского НГКМ представляется CO_2 . Однако его применение ограничено производственными инфраструктурными условиями разработки месторождения. Использование газа в качестве вытесняющего агента ставит необходимость установки компрессорных станций, способных обеспечить постоянный расход и необходимое давление CO_2 . Кроме того, требуются дополнительные технологические сооружения, позволяющие отделить CO_2 от добываемой нефти с целью его повторного использования. Отсутствие природных источников CO_2 и рентабельных технологий по его улавливанию, а также география и размещение производств на территории Красноярского края делает эту задачу неразрешимой в настоящее время. Кроме того, необходимы дополнительные исследования по вытеснению нефти CO_2 на керне с целью определения коэффициента вытеснения.

Указанные моменты требуют значительных дополнительных инвестиционных затрат, что в условиях макроэкономической нестабильности, высокой волатильности цен на углеводородное сырье, существующих тенденций в энергообеспечении, в первую очередь со стороны основных потребителей, является фактором, кратно снижающим рентабельность данных проектов, а следовательно, обуславливающим отсутствие инвестиционной привлекательности как для отечественных, так и для иностранных инвесторов [22].

Заключение

1. Политика декарбонизации нефтегазовых производств, направленная на сокращение углеродного следа и текущее состояние разработки месторождений обуславливает поиск новых подходов к технологическим решениям в сегменте добычи углеводородного сырья, в связи с чем растет востребованность газовых методов повышения нефтеотдачи в мировой и российской практике.
2. Проведенные расчеты ММР, согласно методикам, представленным в научной литературе, показали, что более действенным является использование CO_2 по сравнению с азотом, углеводородным газом с концевых ступеней сепарации и попутным нефтяным газом в качестве газового вытеснителя

нефти для продуктивных пластов Як-III-VII, НХ-I, НХ-III-IV Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения. Однако производственные, инфраструктурные, макроэкономические условия являются серьезными факторами, влияющими на рентабельность данных проектов в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году: Государственный доклад / гл. ред. Е.И. Петров, Д.Д. Тетенькин. – М.: ФГБУ «ВИМС», 2021. – 572 с.
2. McGlade C., Sondak G., Han M. Whatever happened to enhanced oil recovery? // International Energy Agency. 2018. URL: <https://www.iea.org/commentaries/whatever-happened-to-enhanced-oil-recovery> (дата обращения 02.12.2021).
3. Hill L.B., Li X.C., Wei N. CO₂-EOR in China: a comparative review // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2020. – V. 103. – 103173.
4. Liu Z. et al. Status and progress of worldwide EOR field applications // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 193. – 107449.
5. Past projects // Petroleum Technology Research Centre (PTRC). 2021. URL: <https://ptrc.ca/projects/past-projects> (дата обращения 27.10.2021).
6. CO₂ Storage Potential of Offshore Oil and Gas Fields in Brazil / M. Ciotta, D. Peyerl, L.G.L. Zacharias, A.L. Fontenelle, C. Tassini, E.M. Moretto // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2021. – V. 112. – 103492.
7. Godoi J.M.A., Dos Santos Matai P.H.L. Enhanced oil recovery with carbon dioxide geosequestration: first steps at Pre-salt in Brazil // Journal of Petroleum Exploration and Production. – 2021. – V. 11. – P. 1429–1441.
8. A review of enhanced oil recovery (EOR) methods applied in Kazakhstan / B.A. Beallessio, N.A. Blanquez Alonso, N.J. Mendes, A.V. Sande, B. Hascakir // Petroleum. – 2021. – V. 7 (1). – P. 1–9.
9. Хромых Л.Н., Литвин А.Т., Никитин А.В. Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов // Вестник Евразийской науки. – 2018. – № 5. URL: <https://esj.today/PDF/06NZVN518.pdf> (дата обращения 22.11.2021).
10. «Зеленые» технологии в нефтегазодобыче / С.В. Афанасьев, В.А. Волков, П.Э. Прохоров, А.Н. Турапин // Инновации и «зеленые» технологии: Региональная научно-практическая конференция: сборник материалов и докладов. – Самара: Вектор, 2018. – С. 99–107.
11. О сокращении выбросов парниковых газов: Указ Президента РФ № 666 от 4.11.2020 // Президент России. 2020. URL: <http://kremlin.ru/acts/bank/45990> (дата обращения 27.10.2021).
12. Al-Netaifi A.S. Experimental investigation of CO₂-miscible oil recovery at different conditions: A Thesis of the Degree of Master. – Riyadh, 2008. – 92 p.
13. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Анализ текущего состояния разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (Политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 72–98.
14. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Анашкина А.Е. Опыт разработки Ванкорского месторождения // Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 47–51.
15. Данько М.Ю. Эффективность методов увеличения КИН, основанных на межфазном массообмене // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2020. – № 1. – С. 31–34.
16. Кузина О.А. Двухфазная фильтрация смеси «нефть – водные растворы поверхностно-активных веществ»: дис. ... канд. физ.-мат. наук. – Тюмень, 2020. – 133 с.
17. Лян М. Физическое моделирование вытеснения нефти газом (растворителем) с использованием керновых моделей пласта и SLIM TUBE: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2016. – 118 с.
18. A review of experimental methods for determining the Oil–Gas minimum miscibility pressures / K. Zhang, N. Jia, F. Zeng, S. Li, L. Liu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 183. – 106366.
19. Ghorbani M., Gandomkar A., Montazeri G. Describing a strategy to estimate the CO₂-heavy oil minimum miscibility pressure based on the experimental methods // Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects. – 2019. – V. 41 (17). – P. 2083–2093.
20. Ghorbani M., Momeni A., Moradi B. New correlation for calculation of hydrocarbon gas minimum miscibility pressure (MMP) using wide experimental data // Petroleum science and technology. – 2013. – V. 31 (24). – P. 2577–2584.
21. Hudgins D.A., Llave F.M., Chung F.T.H. Nitrogen miscible displacement of light crude oil: a laboratory study // SPE Reservoir Engineering. – 1990. – V. 5 (01). – P. 100–106.
22. Filimonova I.V., Nемов V.Y., Shumilova S.I. Evaluation of the mutual influence of foreign investment and the development of the oil and gas complex of Russia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International science and technology conference. – 2019. – V. 459. – № 6. – P. 1–6.

Поступила 02.03.2022 г.

Информация об авторах

Григорьев Р.С., магистрант отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Шарф И.В., доктор экономических наук, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Шарф К.А., инженер по геонавигации, Schlumberger Logelco Inc.

UDC 52.47.27

PROBLEMS OF APPLYING GAS METHOD OF ENHANCED OIL RECOVERY IN VANKOR OIL FIELD

Roman S. Grigoryev¹,
roma4554@mail.ru

Irina V. Sharf¹,
irina_sharf@mail.ru

Kristina A. Sharf²,
kristina.a.sharf@gmail.com

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Schlumberger Logelco Inc,
14, 50-year of October street, Tyumen, 625048 Russia.

Relevance of the research is, on the one hand, conditioned by the reduction in effectiveness of oil field development using conventional methods, on the other hand, by climate change agenda, which is aimed at reduction in carbon footprint in production. The global experience has shown the growing demand for gas method of enhanced oil recovery that optimally meets the requirements for balance between oil recovery and carbon footprint.

The aim of the research is to justify the probability of gas method of enhanced oil recovery at basic developed oil fields of the formations K1jk-III-VII, K1nch-I, K1nch-III-IV.

Research area is Vankor oil-gas condensate field located in Krasnoyarsk Territory and included in Vankor Cluster.

Method: calculation of minimum miscibility pressure using techniques from Russian and international practice.

Results. Taking into account oil displacement with gas and key factors influencing the process and choice of gas (pressure and temperature condition, geologic and physical reservoir characteristics, physical and chemical composition of formation fluids), the calculation of minimum miscibility pressure was performed at which gas can be completely dissolved in formation oil as a result of multiple contact miscible process at formation temperature. The types of gas miscibility with formation fluid were justified for the chosen pay zone in Vankor oil-gas condensate field, as well as the maximum efficiency of carbon dioxide gas as a gas driver was substantiated to enhance oil recovery as compared to nitrogen and carbon dioxide gas at final stage of separation. However, due to contemporary infrastructure, production, macroeconomic conditions of producing company operation the project is not profitable.

Key words:

Oil field, pay zone, gas method, carbon dioxide, minimum miscibility pressure, oil recovery enhancement.

REFERENCES

1. *sostoyanii i ispolzovaniia mineralno-syrevykh resursov Rossiyskoy Federatsii v 2020 godu: Gosudarstvenny doklad* [On the state and use of mineral resources of the Russian Federation in 2020: State report]. Eds. E.I. Petrov, D.D. Tetenkin. Moscow, VIMS Publ., 2021. 572 p.
2. McGlade C., Sondak G., Han M. Whatever happened to enhanced oil recovery? 2018. *International Energy Agency*. Available at: <https://www.iea.org/commentaries/whatever-happened-to-enhanced-oil-recovery> (accessed 2 December 2021).
3. Hill L.B., Li X.C., Wei N. CO₂-EOR in China: a comparative review. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2020, vol. 103, 103173.
4. Liu Z. Status and progress of worldwide EOR field applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 193, 107449.
5. Past projects. 2021. *Petroleum Technology Research Centre (PTRC)*. Available at: <https://ptrc.ca/projects/past-projects> (accessed 27 October 2021).
6. Ciotta M., Peyrel D., Zacharias L.G.L., Fontenelle A.L., Tassin C., Moretto E.M. CO₂ storage potential of offshore oil and gas fields in Brazil. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2021, vol. 112, 103492.
7. Godoi J.M.A., Dos Santos Matai P.H.L. Enhanced oil recovery with carbon dioxide geosequestration: first steps at Pre-salt in Brazil. *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 2021, vol. 11, pp. 1429–1441.
8. Bealesio B.A., Blanquez Alonso N.A., Mendes N.J., Sande A.V., Hascakir B. A review of enhanced oil recovery (EOR) methods applied in Kazakhstan. *Petroleum*, 2021, vol. 7 (1), pp. 1–9.
9. Khromykh L.N., Litvin A.T., Nikitin A.V. Application of carbon dioxide in enhanced oil recovery. *The Eurasian Scientific Journal*, 2018, no. 5. In Rus. Available at: <https://esj.today/PDF/06NZVN518.pdf> (accessed 22 November 2021).
10. Afanasev S.V., Volkov V.A., Prokhorov P.E., Turapin A.N. «Zelenye» tekhnologii v neftegazodobyche [«Green» technologies in the field of oil and gas recovery]. *Innovatsii i «zelenye» tekhnologii. Regionalnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya* [Innovations and «green» technologies. Regional scientific and practical conference]. Samara, Vektor Publ. house, 2018. pp. 99–107.
11. sokrashchenii vybrosov parnikovykh gazov: Ukaz Prezidenta RF № 666 ot 4.11.2020 [On reducing greenhouse gas emissions: Decree of the President of the Russian Federation No. 666 dated November 4, 2020]. 2020. *Prezident Rossii* [President of Russia]. Available at: <http://kremlin.ru/acts/bank/45990> (accessed 27 October 2021).
12. Al-Netaifi A.S. *Experimental investigation of CO₂-miscible oil recovery at different conditions*. A Thesis of the Degree of Master. Riyadh, 2008. 92 p.
13. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Analysis of the current state of development of the Vankorskoye oil-gas-condensate field. *Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin)*, 2018, no. 4, pp. 72–98. In Rus.
14. Panikarovskii E.V., Panikarovskii V.V., Anashkina A.E. Vankor oil field development experience. *Oil and Gas Studies*, 2019, no. 1, pp. 47–51. In Rus.
15. Danko M.Yu. Efficiency of methods for increasing oil recovery factor based on interphase mass transfer. *Exposition Oil Gas*, 2020, no. 1, pp. 31–34. In Rus.

16. Kuzina O.A. *Dvukhfaznaya filtratsiya smesi «neft – vodnye rastvory poverkhnostno-aktivnykh veshchestv»*. Dis. Kand. nauk [Two-phase filtration of a mixture of «oil – aqueous solutions of surfactants». Cand. Diss.]. Tyumen, 2020. 133 p.
17. Lyan M. *Fizicheskoe modelirovanie vytesneniya nefi gazom (rastvoritelem) s ispolzovaniem kernovykh modeley plasta i SLIM TUBE*. Dis. Kand. nauk [Physical modeling of oil displacement by gas (solvent) using reservoir core models and SLIM TUBE. Cand. Diss.]. Moscow, 2016. 118 p.
18. Zhang K., Jia N., Zeng F., Li S., Liu L. A review of experimental methods for determining the Oil–Gas minimum miscibility pressures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 183, 106366.
19. Ghorbani M., Gandomkar A., Montazeri G. Describing a strategy to estimate the CO₂-heavy oil minimum miscibility pressure based on the experimental methods. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 2019, vol. 41 (17), pp. 2083–2093.
20. Ghorbani M., Momeni A., Moradi B. New correlation for calculation of hydrocarbon gas minimum miscibility pressure (MMP) using wide experimental data. *Petroleum science and technology*, 2013, vol. 31 (24), pp. 2577–2584.
21. Hudgins D.A., Llave F.M., Chung F.T.H. Nitrogen miscible displacement of light crude oil: a laboratory study. *SPE Reservoir Engineering*, 1990, vol. 5 (01), pp. 100–106.
22. Filimonova I.V., Nemov V.Y., Shumilova S.I. Evaluation of the Mutual Influence of Foreign Investment and the Development of the Oil and Gas Complex of Russia. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International science and technology conference*, 2019, vol. 459, no. 6, pp. 1–6.

Received: 2 March 2022.

Information about the authors

Roman S. Grigoryev, master student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Irina V. Sharf, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Kristina A. Sharf, well placement engineer, Schlumberger Logelco Inc.