

УДК 622.276.[41+42]

Л.Н. Назарова¹, e-mail: Nazarova-ln@irmu.ru; С.Н. Карпов², e-mail: Karpov-sn@irmu.ru

¹ Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

² Малое инновационное предприятие «Институт разработки месторождений углеводородов» (Москва, Россия).

Оценка эффективности технологии закачки газа в низкопроницаемые многопластовые объекты

В статье представлены результаты оценки эффективности закачки газов для разработки терригенных отложений тюменской свиты многопластового эксплуатационного объекта. Оценка проводилась по величине коэффициента извлечения нефти, полученного в результате расчетов 3D-гидродинамической композиционной модели. Установлено, что наиболее технологически эффективным рабочим агентом в исследуемых условиях является обратная закачка попутно добываемого газа.

Проанализированы причины неэффективности разработки низкопроницаемых коллекторов с применением таких традиционных методов интенсификации добычи нефти, как многостадийный гидроразрыв пласта. Отмечено, что более эффективным рабочим агентом для коллекторов с проницаемостью менее 0,005 мкм² может быть газ различного состава. Подчеркивается, что выбор рабочего агента для закачки в пласт должен осуществляться с учетом критериев применимости, позволяющих оценить возможность реализации метода в конкретных геолого-физических условиях. Установлено, что на эффективность закачки газа в многопластовом эксплуатационном объекте влияет не только характер вытеснения, но и соотношение объемов газа, степень поддержания давления в каждом пласте, а также режимы эксплуатации скважин. Результатом проведенных исследований является ранжирование методов воздействия на пласты низкопроницаемого коллектора по эффективности. Результаты, полученные в рамках исследования, могут быть применены в ходе разработки аналогов ачимовской толщи, фроловской и тюменской свит, локализующихся в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений, эксплуатационный объект, низкопроницаемый коллектор, заводнение, закачка газа, коэффициент извлечения нефти.

.....

Л.Н. Назарова¹, e-mail: Nazarova-ln@irmu.ru; С.Н. Карпов², e-mail: Karpov-sn@irmu.ru

¹ Federal State Autonomous Educational Institution for Higher Education "Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)" (Moscow, Russia).

² Small innovative enterprise "Institute for the development of hydrocarbon deposits" (Moscow, Russia).

Evaluation of Efficiency of Gas Injection Technology in Low-Permeable Multiplayer Objects

The article presents the results of evaluating the effectiveness of gas injection for the development of terrigenous deposits of the Tyumen Formation of a multilayer production facility. The assessment was carried out according to the value of the oil recovery coefficient obtained as a result of calculations of the 3D hydrodynamic composite model. It has been established that the most technologically effective working agent under the studied conditions is the reverse injection of associated gas.

The reasons for the inefficiency of the development of low-permeability reservoirs using such traditional methods of intensifying oil production as multistage hydraulic fracturing are analyzed. It is noted that a gas of various compositions may be a more effective working agent for collectors with permeability less than 0.005 μm². It is emphasized that the choice of a working agent for injection into the reservoir should be carried out taking into account the applicability criteria to assess the feasibility of the method in specific geological and physical conditions. It has been established that the efficiency of gas injection in a multilayer production facility is affected not only by the nature of the displacement, but also by the ratio of gas volumes, the degree of pressure maintenance in each formation, as well as well operation modes. The result of the research is the ranking of methods for influencing reservoirs of a low permeability reservoir

by efficiency. The results obtained in the framework of the study can be applied in the development of analogues of the Achimov stratum, Frolovskaya and Tyumen suites, localized in the West Siberian oil and gas province.

Keywords: oil fields development, production facility, low permeability reservoir, waterflooding, gas injection, oil recovery coefficient.

ВВЕДЕНИЕ

Разработка нефтяных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами с применением такого традиционного метода поддержания пластового давления (ППД), как многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), зачастую оказывается малоэффективной. Практика показала, что система разработки низкопроницаемых коллекторов должна существенно отличаться от классической системы заводнения, зарекомендовавшей себя в качестве эффективного метода увеличения нефтеотдачи в пластах терригенного коллектора с высокими фильтрационными характеристиками.

В то же время возможность использования в качестве рабочих агентов газов различного состава позволяет рассматривать трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ) как перспективные объекты для разработки с достижением более высоких коэффициентов извлечения нефти (КИН) [1–3]. Оценка технико-экономической эффективности применения данной методики является актуальной задачей, основанной на государственной политике стимулирования рентабельного освоения месторождений с низкопроницаемыми коллекторами.

НЕЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАДИЦИОННЫХ МЕТОДОВ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Все большая доля запасов, вводимых в разработку, относится к категории ТриЗ: это и ачимовские отложения, и пласты фроловской и тюменской свит и т. д. Классические системы

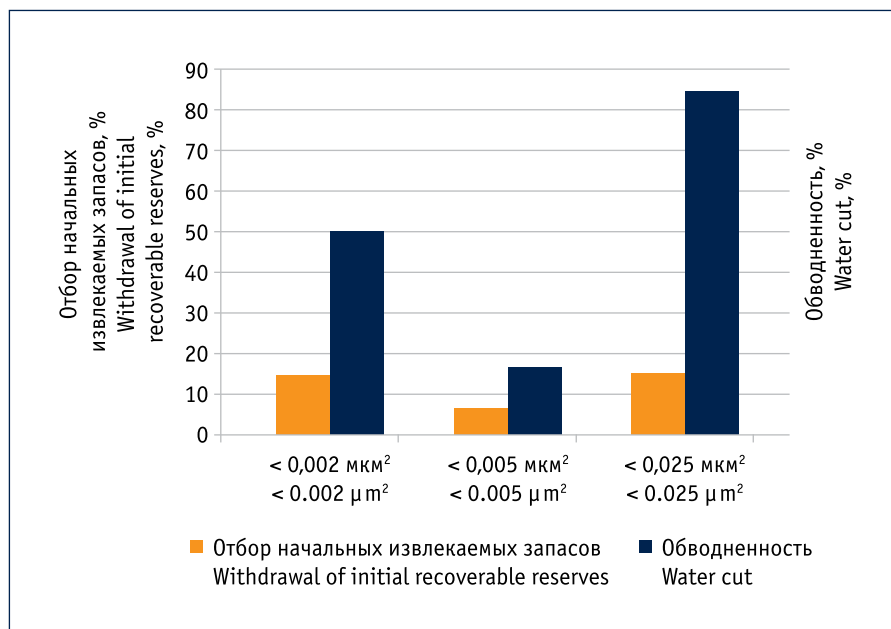


Рис. 1. Соотношение отборов начальных извлекаемых запасов и обводненности продукции при разработке низкопроницаемых коллекторов

Fig. 1. The ratio of the withdrawal of initial recoverable reserves and water cut in the development of low-permeability reservoirs

разработки, реализуемые на таких месторождениях, предполагают либо проведение ГРП как метода увеличения нефтеотдачи (МУН) с дальнейшим использованием собственной энергии, либо закачку воды. Однако применение системы ППД с использованием воды в качестве рабочего агента не дает ощутимых результатов. Так, для пластов с проницаемостью менее 0,025 мкм² при обводненности 90 % максимальный фактический отбор начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составляет 41,6 % от расчетной величины. Для пластов с проницаемостью менее 0,010 мкм² текущие фактические коэффициенты нефтеотдачи находятся в диапазоне от 0,014 до 0,235 при среднем значении 0,138. При обводненности продукции

около 80 % отбор НИЗ в среднем не превышает 35–40 % расчетной величины. При таких соотношениях обводненности и нефтеотдачи можно утверждать, что при сложившейся системе разработки, основанной на закачке воды, расчетные значения КИН являются завышенными и достигнуты не будут [4–5]. На рис. 1 приведены соотношения отборов НИЗ и обводненности продукции по пластам с низкопроницаемыми коллекторами при реализации системы заводнения.

Для пластов с низкими фильтрационными характеристиками при проницаемости коллектора менее 0,010 мкм² расхождение проектных и фактических значений КИН может составлять 70 % и более. Таким образом, пласты с таки-

Ссылка для цитирования (for citation):

Назарова Л.Н., Карпов С.Н. Оценка эффективности технологии закачки газа в низкопроницаемые многослойные объекты // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 9. С. 58–63.

Nazarova L.N., Karpov S.N. Evaluation of Efficiency of Gas Injection Technology in Low-Permeable Multiplayer Objects. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2019;(9):58–63. (In Russ.)

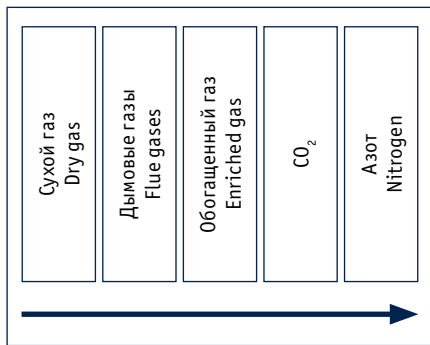


Рис. 2. Ранжирование методов газового воздействия на низкопроницаемый коллектор по критериям применимости от лучшего к худшему

Fig. 2. Ranking of methods of gas exposure to a low-permeability reservoir by criteria of applicability from best to worst

ми фильтрационными характеристиками не могут рассматриваться как перспективные объекты для реализации системы заводнения.

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗА В КАЧЕСТВЕ РАБОЧЕГО АГЕНТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Наиболее перспективным методом воздействия на низкопроницаемый коллектор является использование газообразных агентов для повышения коэффициента вытеснения и ППД [2, 3, 6, 7].

Компании-недропользователи и научно-исследовательские организации

исследуют в лабораторных условиях явление вытеснения нефти газообразными составами как на реальном керне, так на комбинированных насыпных моделях, а также проводят многочисленные эксперименты с использованием 3D гидродинамического моделирования (ГДМ), результаты которых широко используются для оценки и обоснования вариантов разработки нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей с закачкой газообразных составов. Оценку эффективности применения газовых МУН с последующим ранжированием и поиском источника лучшего по эффективности газа можно проводить по двум направлениям: с ограничением по источнику получения и, соответственно, по составу газа.

Последний подход был реализован для оценки перспектив разработки терригенных отложений тюменской свиты. Пласты тюменской свиты характеризуются невысокими значениями нефтенасыщенных толщин – до 5,0 м, проницаемость коллектора не превышает 0,005 мкм², вязкость пластовой нефти – менее 1 мПа·с. На месторождении был выделен многопластовый эксплуатационный объект, отвечающий требованиям к объединению пластов, с разницей глубин залегания верхнего и нижнего пластов до 100 м. До начала расчетов была проведена оценка соответствия геолого-физических условий критериям применимости каждого из газов, которые гипотетически можно

было использовать на месторождении для интенсификации притока нефти. Результат ранжирования от лучшего к худшему представлен на рис. 2.

Расчеты проводились с использованием коммерческого гидродинамического симулятора в опции композиционного моделирования. Модели различались составом закачиваемого рабочего агента и режимами эксплуатации скважин. В качестве базового варианта рассматривался режим истощения: разработка месторождения в этом режиме позволила достичь КИН = 0,063.

Стоит отметить, что характерной особенностью работы скважин в условиях низкопроницаемого коллектора является значительное, более чем в два раза, падение дебита уже в первый год эксплуатации (рис. 3). Расчеты показали, что закачка воды, с учетом качества ее подготовки, и низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора не позволяют эффективно поддерживать пластовое давление. Динамика дебитов скважин при заводнении незначительно отличалась от динамики на естественном режиме, а расчетное значение КИН составило 0,109. Прирост КИН за счет реализации закачки воды в пластах с проницаемостью менее 0,005 мкм² составил 0,015 д. ед.

Расчеты эффективности закачки газов в низкопроницаемый коллектор проводились на композиционной модели с заданными термобарическими условиями,

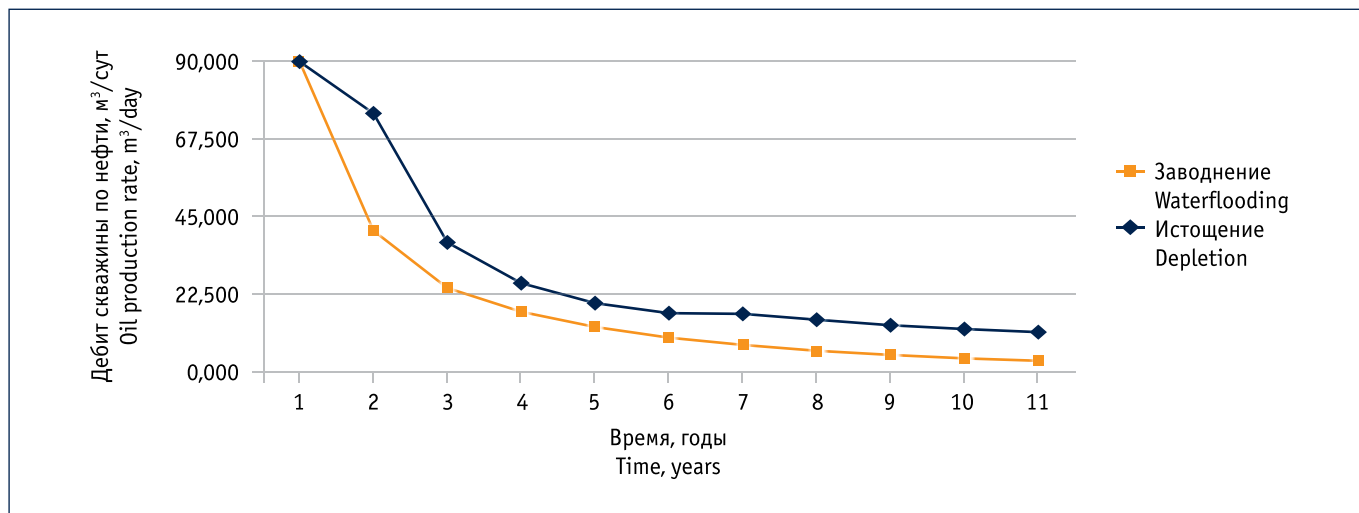


Рис. 3. Динамика падения дебита скважины по нефти на естественном режиме разработки и при заводнении

Fig. 3. The dynamics of the decline in the flow rate of oil wells in the natural mode of development and during waterflooding

схема закачки представлена на рис. 4. Для всех вариантов объем закачиваемого газа принимался одинаковым, за исключением варианта с обратной закачкой добываемого газа, объем которого зависел от объема добычи нефти. Оценка эффективности закачки каждого вида газа проводилась на равный период, определенный временем выхода на монотонно затухающую динамику (рис. 5).

В многопластовом эксплуатационном объекте происходит перераспределение объемов закачки, зависящее от физических свойств газа, термобарических условий и ФЕС пласта и определяющее характер вытеснения и степень ППД в каждом пласте [8]. Согласно расчетам, при изменении состава добываемого газа (от сухого до обогащенного) повышение массового содержания пропан-бутановых компонентов на 35 % привело к увеличению КИН примерно на 22 %. При закачке азота, диоксида углерода (CO_2), метана и обогащенного газа во всех пластах в течение 2–4 лет отмечалось увеличение пластового давления на 5,7 МПа в верхнем пласте (рис. 6) и на 2,0 МПа – в нижнем. При заданных термобарических условиях (пластовое давление $P_{пл} = 24,0$ МПа, температура пласта $T_{пл} = 100$ °С) и составе нефти при закачке любого по составу газа реализуется несмешивающийся характер вытеснения. И только в верхнем пласте в ограниченной призабойной зоне при закачке CO_2 , обогащенного и обратно закачиваемого газа с массовой долей пропан-бутановых компонентов 24,8 % возможна реализация смешивающегося вытеснения.

Снижение пластового давления наблюдается при обратной закачке добываемого газа, воды и в естественном режиме истощения. Снижение пластового давления при проведении заводнения объясняется низкой скоростью фильтрации в пластах с низкопроницаемым коллектором. Снижение $P_{пл}$ при обратной закачке газа, особенно заметное на начальном этапе, связано с ограниченными объемами добычи. С увеличением срока разработки объемы добываемого газа возрастают, следовательно, увеличиваются объемы закачиваемого газа.

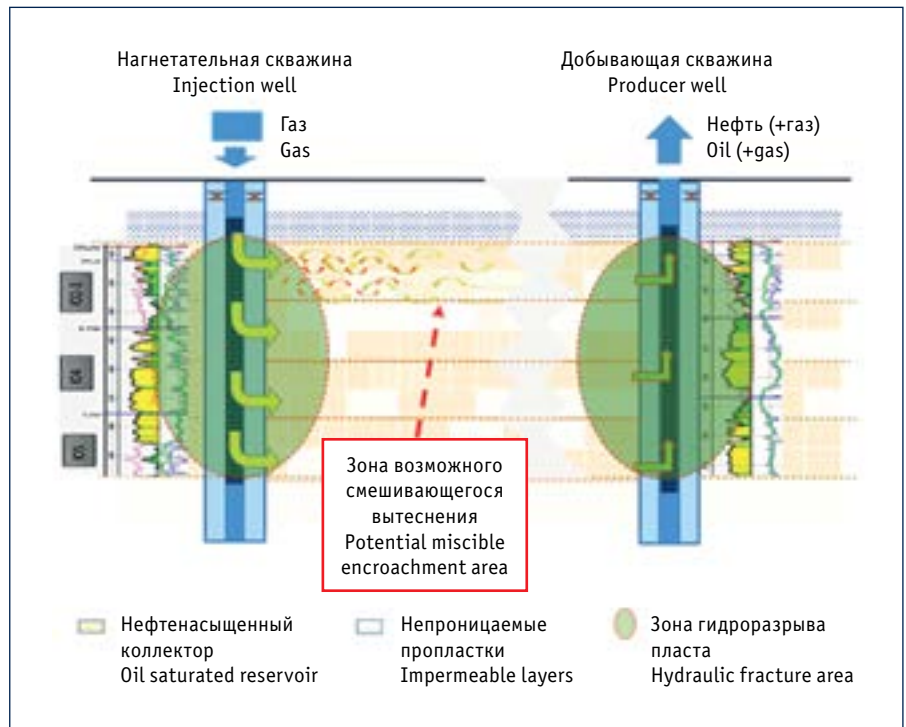


Рис. 4. Схема закачки газа в пласты тюменской свиты

Fig. 4. Scheme of gas injection into the layers of the Tyumen Formation

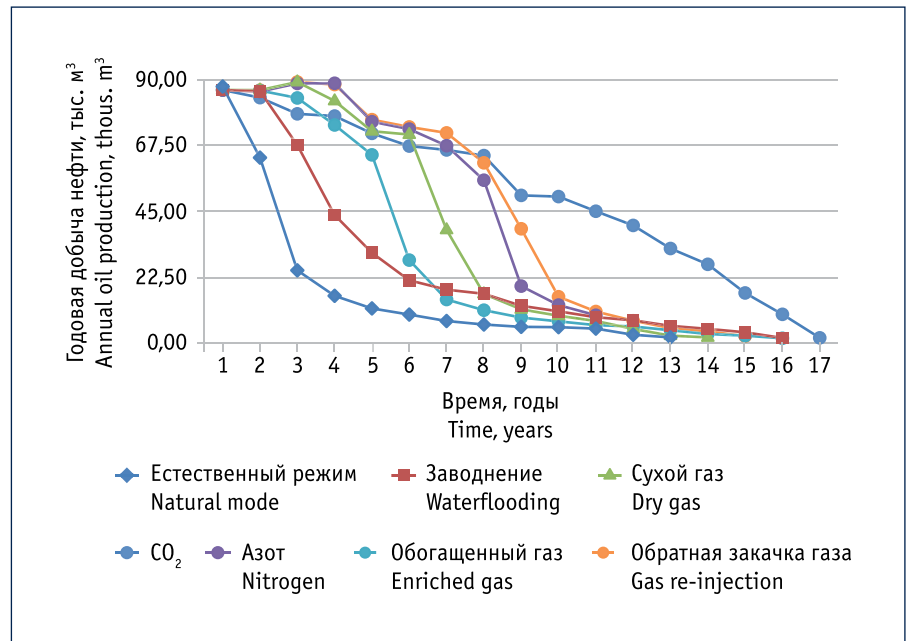


Рис. 5. Годовая добыча нефти в зависимости от варианта воздействия на пласт

Fig. 5. Annual oil production, depending on the variant of stimulation

Степень ППД в нижележащем пласте меньше, чем в вышележащем. Расчетные значения КИН приведены в таблице. Причем стоит отметить, что полученные значения КИН зависят не только от заданных значений коэффициентов вытеснения, но в значительной степени

определяются распределением объемов внедрившегося газа по пластам, возможностью и продолжительностью ППД, что сказалось на изменении коэффициента охвата. Установлено, что наиболее технологически эффективным рабочим агентом в исследуемых условиях явля-

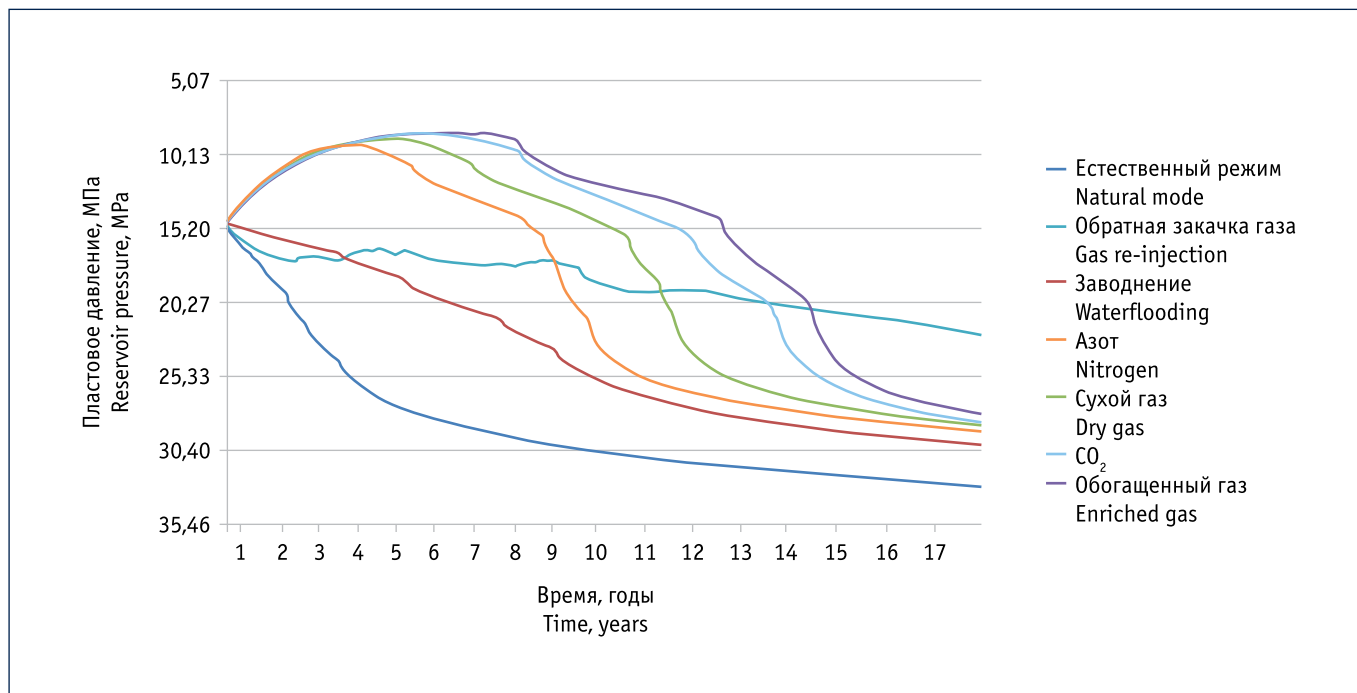


Рис. 6. Динамика пластового давления (верхний пласт) в зависимости от варианта воздействия на пласт
Fig. 6. The dynamics of reservoir pressure (upper reservoir), depending on the variant of stimulation

Расчетные значения коэффициента извлечения нефти
Estimated oil recovery ratio

Метод воздействия Stimulation technique	Коэффициент извлечения нефти, д. ед. Oil recovery factor, unit fraction
Естественный режим Natural mode	0,063
Заводнение Waterflooding	0,114
Закачка метана Methane injection	0,146
Закачка обогащенного газа Enriched gas injection	0,178
Обратная закачка газа Gas re-injection	0,229
Закачка азота Nitrogen injection	0,120
Закачка диоксида углерода Carbon dioxide injection	0,169

ется обратная закачка попутно добываемого газа. Очевидно, что при реализации газовых методов воздействия на пласт должны быть определены не только состав закачиваемого газа и параметры закачки,

но и технологические режимы эксплуатации добывающих скважин для каждого состава газа. Так, при обратной закачке добываемого углеводородного газа при повышении дебита с 60 до 90 м³/сут КИН увеличился с 0,190

до 0,229, однако дальнейшее повышение дебита до 150 м³/сут приводило к более быстрому прорыву газа, снижению доли нефти в продукции и понижению КИН до 0,192.

ВЫВОДЫ

В условиях коллекторов с низкими ФЕС, с проницаемостью менее 0,005 мкм² заводнение не может рассматриваться как эффективный метод воздействия. В качестве первичного метода разработки необходимо рассматривать закачку газа, состав которого и технологические режимы работы скважин должны определяться в зависимости от комплекса геологических и геолого-физических характеристик пластов. Результаты проведенных экспериментов могут быть использованы для планирования разработки пластов – аналогов ачимовской толщи, фроловской и тюменской свит, локализующихся в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

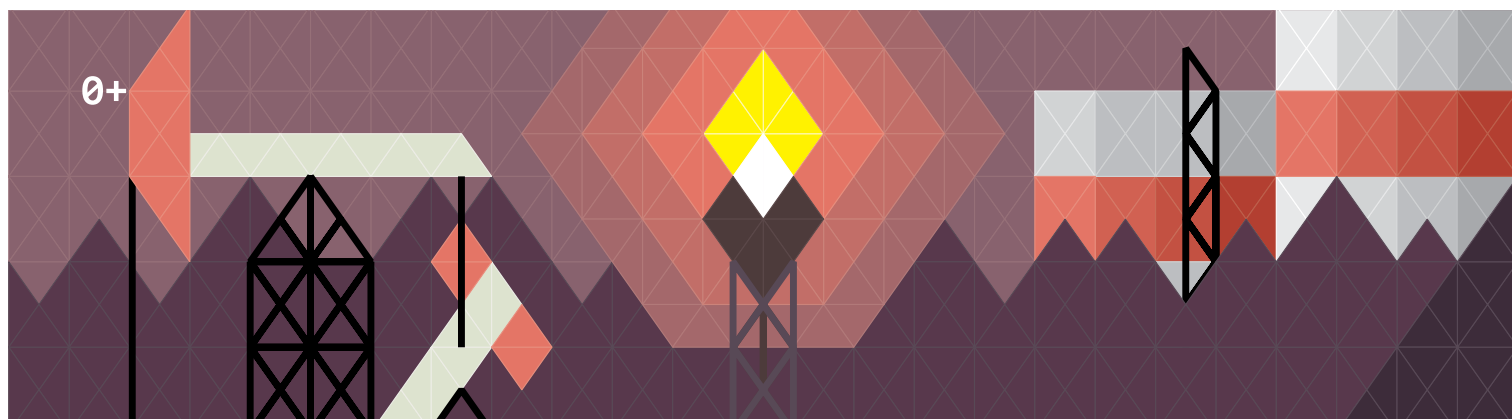
Литература:

1. Главнов Н.Г., Вершинина М.В., Пенигин А.В. и др. Закачка жирного газа с целью увеличения нефтеотдачи // PRОнефть. Профессионально о нефти. 2019. № 2 (12). С. 25–29.
2. Шарафутдинов Р.Ф., Грачев С.И., Нестеренко А.Н. и др. Результаты лабораторно-экспериментальных исследований по физическому моделированию вытеснения нефти различными агентами // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 3 (56). С. 28–33.

3. Красноборов С.В., Бяков А.В. Оценка выбора агента закачки при разработке ачимовских отложений Западной Сибири с трудноизвлекаемыми запасами нефти и аномально высоким пластовым давлением // Бурение и нефть. 2014. № 9. С. 44–46.
4. Чусовитин А.А., Гнилицкий Р.А., Смирнов Д.С. и др. Эволюция проектных решений по разработке отложений тюменской свиты на примере месторождений Красноленинского свода // Нефтяное хозяйство. 2016. № 6. С. 54–58.
5. Мищенко И.Т., Назарова Л.Н. Обоснование граничных значений конечного коэффициента нефти для терригенных пластов, разрабатываемых с применением заводнения // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2015. № 3 (280). С. 49–55.
6. Минич А.А., Тимиргалин А.А., Буторина М.Г. и др. Технологии как ключ к освоению запасов ачимовской толщи // Нефтяное хозяйство. 2018. № 12. С. 30–33.
7. Петраков А.М., Егоров Ю.А., Ненартович Т.Л. Системно-методические аспекты физического моделирования газового и водогазового воздействия на нефтяной пласт // Нефтяное хозяйство. 2018. № 9. С. 68–74.
8. Гарифуллин Р.И., Verscheure M., Карпов С.Н. и др. Новые возможности в области моделирования МГРП в горизонтальных скважинах // Недропользование XXI век. 2015. № 4 (54). С. 48–53.

References:

1. Glavnov N.G., Vershinina M.V., Penigin A.V., et al. EOR Miscible Gas Injection. PRONEF'. Professional'no o nef'ti = PRONEF'. Professionally about Oil. 2019;2(12):25–29. (In Russ.)
2. Sharafutdinov R.F., Grachev S.I., Nesterenko A.N., et al. Results of Oil Displacement Laboratory Tests during Field Simulation, using Various Inhibitors. Ekspozitsiya Neft' Gaz = Exposition Oil & Gas. 2017;3(56):28–33. (In Russ.)
3. Krasnoborov S.V., Byakov A.V. Evaluation of Injection Agent Selection for Achimovsky Deposits Development in Western Siberia with Hard to Recover Oil and Abnormally High Formation Pressure. Burenie i nef't' = Drilling and Oil. 2014;(9):44–46. (In Russ.)
4. Chusovitin A.A., Gnilitkiy R.A., Smirnov D.S., et al. Evolution of Engineering Solutions on the Development of Tyumen Suite Oil Reserves on an Example of Krasnoleninskoye Oilfield. Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry. 2016;(6):54–58. (In Russ.)
5. Mishchenko I.T., Nazarova L.N. The Rationale for the Boundary Values of the Final Oil Recovery Factor for Clastic Reservoirs, developed with the Use of Water Flooding. Trudy Rossiyskogo gosudarstvennogo universiteta nef'ti i gaza imeni I.M. Gubkina = Proceedings of the Gubkina Russian State University of Oil and Gas. 2015;3(280):49–55. (In Russ.)
6. Minich A.A., Timirgalin A.A., Butorina M.G., et al. Technologies for the Development of the Achimov Deposits. Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry. 2018;(12):30–33. (In Russ.)
7. Petrakov A.M., Egorov Yu.A., Nenartovich T.L. System and Methodical Aspects of Physical Modelling of Gas and Water-Gas Stimulation on Oil Reservoir. Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry. 2018;(9):68–74. (In Russ.)
8. Garifullin R.I., Verscheure M., Karpov S.N., et al. New Opportunities in the Field of Modeling Multistage Fracking of Horizontal Wells. Nedropol'zovanie XXI vek = Subsoil Use XXI Century. 2015;4(54):48–53. (In Russ.)



нефть и газ. химия

21-я Межрегиональная выставка технологий и оборудования для нефтяной, газовой и химической промышленности

22–25
октября 2019

Спецпроект в рамках выставки:
Повышение эффективности нефтедобычи на поздней стадии разработки

Выставка проводится в рамках празднования 90-летия Пермской нефти



ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
**ПЕРМСКАЯ
ЯРМАРКА**



Официальная поддержка:
Правительство Пермского края

Генеральный партнёр выставки:



ГРУППА ОРГАНИЗАЦИЙ
ПАО «ЛУКОЙЛ»
В ПЕРМСКОМ КРАЕ

г. Пермь,
шоссе Космонавтов, 59
+7 (342) 264-64-15

www.oil.exporm.ru