

УДК 001.89:622.276

А.Е. Саенко¹, e-mail: anutasaenk@mail.ru, sayea1@nipijsc.kz

¹ Группа фильтрационных исследований компании АО «НИПИнефтегаз» (Актау, Республика Казахстан).

Способы извлечения нефти из продуктивного пласта нефтегазовых месторождений на различных стадиях их разработки

Технология разработки нефтяных месторождений вытеснением нефти водой получила наиболее широкое распространение. Однако при ее реализации коэффициент извлечения нефти (КИН) не превышает 0,5. Поэтому в Казахстане, со значительным количеством месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, большое значение придается повышению КИН.

Институт АО «НИПИнефтегаз» занимает активную позицию в решении проблем увеличения КИН. Здесь созданы современные лаборатории по петрофизическим, физико-химическим и фильтрационным исследованиям, выполняется геологическое и гидродинамическое моделирование продуктивных пластов. Ведется большая работа по испытанию, внедрению и сопровождению технологий по совершенствованию методов увеличения нефтеотдачи (МУН) с помощью закачки: пара, горячей воды, раствора полисахарида Геллан, а также с применением полимерного заводнения. Исследования показали, что эффективность тепловых методов зависит от температуры теплоносителя. Наибольший эффект достигается от закачки в пласт пара, реализованной на месторождениях Каражанбас и Кенкияк. Однако из-за высоких затрат в качестве альтернативы на месторождении Северные Бузачи обоснованна закачка горячей воды. С ростом обводненности эффективность тепловых методов снижается. С 2005 г. институтом совместно с китайскими партнерами на месторождении Северные Бузачи, где вязкость нефти составляет 400–600 сП, проведены опытно-промышленные испытания (ОПИ) по закачке гелеполимеров. С 2013 г. на месторождении Кумколь внедрена закачка полисахарида Геллан.

В настоящее время в связи со снижением мировых цен на нефть нефтяная отрасль ограничивает темпы развития, и задача увеличения КИН с наименьшими затратами приобретает актуальность.

Известно, что в добыче нефти важную роль играют упругие свойства коллектора и нефти. Разработана технология, предусматривающая снижение пластового давления, в результате чего из пропластков с пониженной проницаемостью выдавливается нефть с последующим ее извлечением совместно с общей продукцией.

Проведены фильтрационные исследования на керновом материале, подтвердившие эффективность технологии. Технология рекомендована на поздней стадии разработки месторождений, обеспечивает увеличение КИН до 5%, защищена патентом.

Ключевые слова: нефтяные месторождения, коэффициент извлечения нефти, трудноизвлекаемые залежи нефти, коллектор, продуктивный пласт, динамическая вязкость, фильтрационные исследования, методы увеличения нефтеотдачи, тепловой метод, полимерное заводнение, Геллан, коэффициент сжимаемости пор, коэффициент объемного расширения нефти.

.....

А.Е. Саенко¹, e-mail: anutasaenk@mail.ru, sayea1@nipijsc.kz

¹ NIPIneftegaz JSC filtration researches group (Aktau, Republic of Kazakhstan).

Methods of oil recovery from the gas field productive reservoir at the various development stages

Technology of oil-and-gas bearing area development with oil displacement with water to obtain the most widespread occurrence. However, while its implementation the oil recovery factor (ORF) is not exceeded 0.5. Therefore, in Kazakhstan, with the significant amount of deposits with hard to recover reserves, the great importance is given to ORF improvement. NIPIneftegaz JSC Institute has the active position in solving problems of ORF improvement. Modern laboratory petrographic, physico-chemical and filtration studies are implemented here and geological and producing reservoir hydrodynamic modeling is performed. There are many works on testing, implementation and support of technologies to improve advanced recovery method (ARM) using the injection of: steam, hot water, Gellan polysaccharide solution and using the polymer flooding.

Studies showed that the thermal methods efficiency depends on the coolant temperature. The greatest effect is achieved by the injection of steam into the reservoir, performed on Karazhanbas and Kenkiyak fields. However, due to high costs the injection of hot water at North Buzachi field is proved as an alternative.

With increasing the water content the thermal methods efficiency is decreased. Since 2005, the Institute in cooperation with Chinese partners on the North Buzachi field, where oil viscosity is 400-600 cP, experimental-industrial tests on gel polymer injection is performed. Since 2013, at the Kumkol field the Gellan polysaccharide injection is implemented. Currently, due to the decrease of oil world prices the oil industry limits the pace of development, and the task of ORF improvement with the lowest cost becomes the relevant one.

It is known that header and oil elastic properties play the important role in oil recovery. Technology providing the reduction of reservoir pressure, resulting in oil squeezing out from interlayers with lowered penetrability, with its following removal together with the general production is developed.

Filtration studies of core material that confirm the technology effectiveness were performed.

Technology recommended at the late stages of field development, and ensuring ORF improvement up to 5%, is protected by patent.

Keywords: oil fields, oil recovery factor, hard-to-recover oil deposits, header, productive reservoir, dynamic viscosity, filtration studies, advanced recovery methods, thermal method, polymer flooding, Gellan, pores compression coefficient, oil formation volume factor.

В настоящее время по разведанным запасам Казахстан входит в десятку крупнейших нефтяных держав мира, уступая отдельным государствам Латинской Америки, Ближнего Востока, а также России и США. По добыче нефти Казахстан занимает 18-е место в мире (2-е место среди стран бывшего СНГ). Перспективы дальнейшего развития нефтяной промышленности определяются созданием надежной сырьевой базы за счет проведения геолого-разведочных работ, совершенствования технологии разработки нефтяных месторождений, применения новых методов и технологий повышения нефтеотдачи пластов. Наиболее широкое распространение в мире получила технология вытеснения нефти из продуктивного пласта водой, которая на сегодняшний день не имеет альтернативы в силу доступности воды, низких затрат, простоты и экологичности.

Однако при реализации этой технологии в первую очередь извлекается нефть из высокопроницаемых интервалов продуктивного пласта. При этом конечный коэффициент извлечения нефти, как правило, не превышает 0,35–0,5, и за фронтом вытеснения остаются значительные объемы так называемой

трудно-извлекаемой нефти, извлечь которую традиционными методами практически не удается.

Вследствие значительной выработки запасов высокопродуктивных месторождений, находящихся в длительной эксплуатации, в течение последних десятилетий происходило непрерывное ухудшение качественного состояния сырьевой базы нефтедобывающей промышленности. В структуре запасов трудноизвлекаемые залежи нефти с высокой вязкостью, приуроченные к низкопроницаемым коллекторам, занимают все большую долю.

Дальнейшая добыча нефти на таких месторождениях требует внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи в сочетании с оптимизацией затрат.

В Казахстане придается большое значение техническому прогрессу и созданию инновационных технологий. Разработан специальный Межотраслевой план научно-технологического развития страны, согласно которому одной из целевых задач является развитие отечественной нефтегазовой науки, способной успешно решать назревшие проблемы.

Институт АО «НИПИнефтегаз» занимает активную позицию в решении острых

проблем увеличения добычи нефти на нефтегазовых месторождениях Казахстана.

В соответствии с политикой государства в области развития инновационного потенциала страны, институт сосредоточил свое внимание на создании новых направлений научной деятельности. В институте функционируют современные лаборатории по петрофизическим исследованиям, лаборатории физико-химических исследований нефти, газа и воды, нацеленные на глубокое и достоверное изучение пластовых флюидов. Ведутся работы по геологическому и гидродинамическому моделированию продуктивных пластов в целях более совершенного проектирования разработки месторождений, надежного внедрения различных технологий. Оснащение лабораторий современным уникальным оборудованием позволяет для отработки технологии МУН и рецептуры рабочих агентов оперативно и качественно проводить необходимые фильтрационные исследования на керновом материале, ранее проводившиеся за рубежом. На рисунке 1 представлена установка исследований нарушений продуктивных характеристик горных пород RPS-700 компании Vinci Technologies.

Ссылка для цитирования (for references):

Саенко А.Е. Способы извлечения нефти из продуктивного пласта нефтегазовых месторождений на различных стадиях их разработки // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 11. С. 118–124.

Sayenko A.Ye. Methods of oil recovery from the gas field productive reservoir at the various development stages (In Russ.). *Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory*, 2015, No. 11. P. 118–124.



Рис. 1. Установка исследований нарушений продуктивных характеристик горных пород RPS-700 компании Vinci Technologies

Fig. 1. Setting of studying the violations of productive characteristics of RPS-700 rocks by Vinci Technologies

В последнее десятилетие АО «НИПИ-нефтегаз» ведет большую работу по внедрению и сопровождению технологий МУН для месторождений с высоковязкими нефтями, в т.ч. с помощью:

- тепловых методов;
- закачки пара в нагнетательные скважины на м. Каражанбас – более 20 лет по настоящее время;

- закачки горячей воды с температурой 90 и 140 °С на опытных участках м. Северные Бузачи – с 2012–2013 гг. по настоящее время;
- полимерного заводнения на пяти опытных участках м. Северные Бузачи – с 2008 г. по настоящее время;
- потокоотклоняющей технологии с закачкой Геллана – на м. Кумколь, три

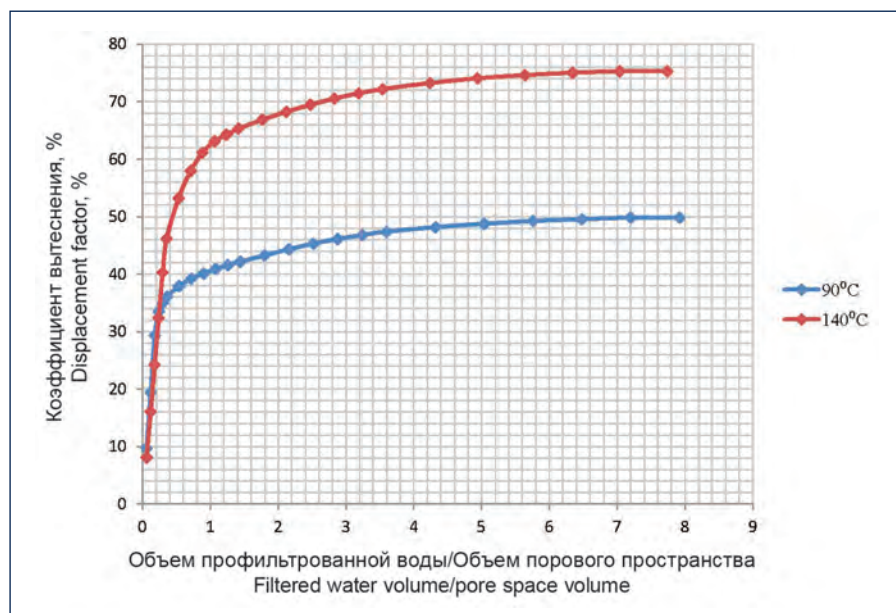


Рис. 2. Лабораторные исследования по определению коэффициента вытеснения нефти горячей водой (90 и 140 °С)

Fig. 2. Laboratory studies to determine the coefficient of oil displacement with hot water (90 and 140 °С)

скв. в 2013 г. и две скв. в 2014 г.; план – пять скв. в 2016 г.

Как известно, оптимальная подвижность пластовой системы «нефть – вода», определяемая соотношением вязкости нефти и рабочего агента, в пластовых условиях рекомендована в пределах $7 \leq \mu_{н.пл.}/\mu_{в.пл.} \leq 15$ [1]. Для месторождений с высокой вязкостью достичь оптимальных соотношений вязкости нефти и рабочего агента в пластовых условиях можно двумя способами – за счет снижения вязкости нефти путем прогрева пласта или за счет увеличения вязкости рабочего агента путем применения загущенной воды.

Теория и мировая практика разработки залежей высоковязких нефтей и опыт, накопленный в Казахстане, показывают, что на начальном этапе, когда уровень обводненности невысок, наиболее перспективными направлениями разработки таких месторождений являются тепловые методы воздействия на нефтяные залежи. Тепло, поступающее в пласт с теплоносителем, максимально расходуется на нагрев пластовой нефти, при этом снижается ее вязкость и увеличивается подвижность нефти. Эффективность тепловых методов зависит от температуры теплоносителя. Наибольший эффект от воздействия на пласт теплоносителем достигается при использовании пара.

Данная технология успешно применяется более 20 лет на месторождении Каражанбас. В качестве водоисточника применяется волжская вода, а топливный газ закупается на соседнем месторождении Каламкас. На месторождении Кенкияк используется газ соседних месторождений того же недропользователя. Однако для большинства других месторождений Казахстана технология закачки пара в условиях определенных ограничений ресурсов воды и газа может быть весьма затратной, т.к. предполагает необходимость закупки топливного газа для работы парогенераторных установок (ПГУ) и печей нагрева воды, и поиск водоисточника, как правило, высокоминерализованного, требует дополнительных значительных капиталовложений на обессоливание воды и утилизацию промстоков при

реализации тепловых методов в промышленных масштабах.

Поэтому для соседнего месторождения Северные Бузачи, нефть и коллектор которого по своим свойствам схожи с месторождением Каражанбас, был изучен вопрос целесообразности применения в качестве теплоносителя горячей воды. Предварительно были проведены комплексные фильтрационные исследования по вытеснению нефти горячей водой на единичных и составных образцах керна в пластовых условиях, которые показали, что увеличение коэффициента вытеснения нефти при повышении температуры с 90 до 140 °C для месторождения Северные Бузачи составляет 15%. Все исследования были выполнены при вязкости нефти 600 сП. Результаты лабораторных исследований представлены на рисунке 2. Также были проведены расчеты продвижения теплового фронта от нагнетательной к добывающей скважине (рис. 3) [2].

Из графиков следует, что при постоянной закачке горячей воды в добывающую скважину, удаленную на 120 м от нагнетательной скважины, прогрев нефти до 40 °C возможен не ранее, чем через 3 года, а до 60–70 °C – через 5–7 лет.

Данная технология реализована на опытных участках месторождения Северные Бузачи, и мониторинг, проводимый нашей компанией на протяжении двух лет, показывает, что температура пласта за это время повысилась в отдельных скважинах незначительно – всего на 2–3 °C, что подтверждает правильность проведенных расчетов. Применение в качестве теплоносителя горячей воды, несмотря на большую доступность, требует дополнительных капитальных вложений на обустройство участка печами нагрева воды, подвода топливного газа, сопряжено со значительными эксплуатационными затратами.

С ростом обводненности пластовой продукции эффективность тепловых методов снижается, т.к. часть тепла расходуется на нагрев воды. На этапе разработки месторождения высоковязкой нефти, когда обводненность продукции достигла порядка 50%, эффективным

Таблица 1. Свойства высоковязких нефтей месторождений Казахстана

Table 1. High-viscosity oil fields properties in Kazakhstan

Наименование месторождения Field	Плотность, при 20 °C, кг/м ³ Density, at 20 °C, kg/m ³	Вязкость динамическая при температуре 20 °C, сП Dynamic viscosity at temperature 20 °C, live steam	Вязкость динамическая при температуре 50 °C, сП Dynamic viscosity at temperature 50 °C, live steam
Каражанбас Karazhanbas	923,0–954,0	825,4–1849,0	96,91–350,7
Северный Каражанбас Northern Karazhanbas	936,6–949,2	1019,7–2415,0	134,4–229,8
Жалгизтобе Zhalgiztobe	934,2–949,8	670,8–1330,6	98,1–193,7
Северные Бузачи North Buzachi	926,7–950,3	605,0–2821,0	70,9–290,0

методом повышения нефтеотдачи является полимерное заводнение.

Технология полимерного заводнения в различные периоды времени апробировалась на месторождениях Казахстана. Так, в 1970–1980 гг. были проведены опытные испытания полимерного заводнения на месторождениях Узень и Каламкас.

Мировой опыт применения данной технологии ограничен вязкостью вытесняемой нефти не более 175 сП. Вязкость нефти на месторождениях Казахстана значительно выше 175 сП, что следует из информации, приведенной в таблице 1.

С 2005 г. компанией АО «НИПИнефтегаз» совместно с китайскими партнерами для месторождения Северные Бузачи, где вязкость нефти составляет порядка 400–600 сП, была проведена

большая работа, включающая комплексные лабораторные исследования, моделирование залежи, что позволило подобрать участок для проведения ОПИ по закачке гелеполимерной системы. Для реализации этой технологии потребовалось строительство установок подготовки пластовой воды и приготовления полимерного раствора. Начиная с 2008 г. данная технология проходит успешные испытания на опытных участках месторождения Северные Бузачи.

Оценка эффекта от реализации указанных мероприятий была проведена на основании мониторинга и научного сопровождения ОПИ в течение более одного года.

На результаты проведенных работ получено положительное экспертное заключение от компании ООО «РН-

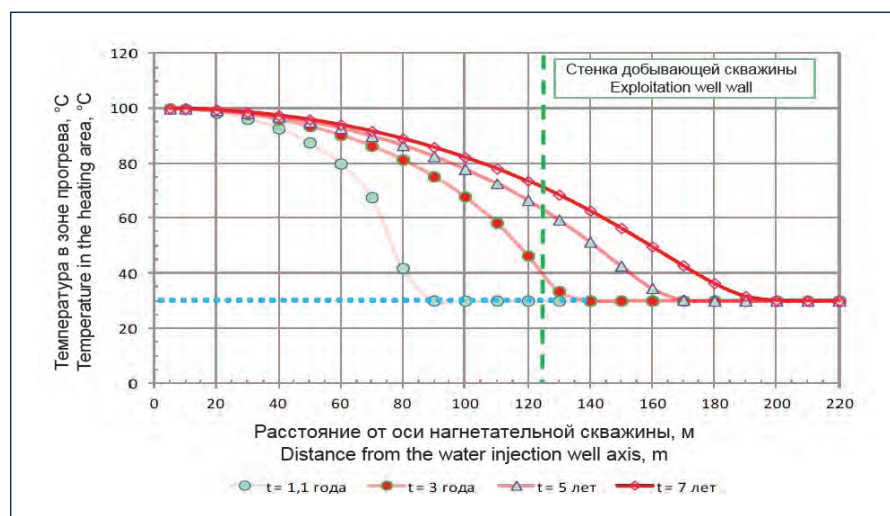


Рис. 3. Распределение температуры в пласте при нагнетании горячей воды

Fig. 3. Temperature distribution in the reservoir during hot water injection

Таблица 2. Данные по образцу, пластовым флюидам и пластовым условиям

Table 2. Data on test piece, reservoir fluid and reservoir conditions

Данные по керну Core data		Условия эксперимента Experiment conditions	
Месторождение Field	Хайркельды Khairkeldy	Температура, °С Temperature, °C	84,5 84.5
№ образца Specimen No.	9/15	Давление обжима, МПа Overburden pressure, MPa	22,1 22.1
Скважина Well	12	Пластовое давление, МПа Reservoir pressure, MPa	18,5 18.5
Коллекторские свойства Reservoir characteristics			
Ост. водонасыщенность, % Residual water saturation, %	16,71 16.71	Водопроницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ² Water penetration, $\times 10^{-3}$ μm^2	691,51 691.51
Поровый объем образца, мл Test piece pores volume, ml	22,61 22.61	Средняя пористость по образцам, % Test pieces average porosity, %	19,59 19.59
Вязкость флюидов Fluids viscosity			
Вязкость нефти, мПа·с Oil viscosity, mPa·s	1,38 1.38	Вязкость воды, мПа·с Water viscosity, mPa·s	0,403 0.403

УфаНИПинетфть». Оценка эффективности гелеполимерного заводнения на м. Северные Бузачи представлены на рисунке 4.

За период ОПИ закачкой полимера охвачено уже пять участков.

В настоящее время нами завершены лабораторные исследования по определению коэффициента вытеснения нефти на керновом материале м. Северный Каражанбас.

Положительный опыт применения полимерного заводнения на месторождениях нефти значительной вязкости дает основания для внедрения этой техно-

логии и на других месторождениях Казахстана.

В 2013–2014 гг. на м. Кумколь нами была внедрена потокоотклоняющая технология с применением в качестве агента водного раствора полисахарида Геллан. Вязкость раствора Геллан существенно увеличивается при взаимодействии с высокоминерализованной водой, на пример с пластовой.

На рисунках 5а, 5б и 5в представлены результаты мониторинга на примере трех скважин.

Технологическая эффективность определялась путем сравнения дебита неф-

ти до и во время проведения ОПИ, т.е. после проведения закачки раствора Геллан.

После действия раствора Геллан на пласт дебит нефти вырос в среднем на 2–8 м³/сут., обводненность добываемой жидкости уменьшилась на 1,5–2%.

Технология защищена патентом [3]. Выбор оптимальной технологии должен быть обоснован исходя из текущего состояния разработки месторождения и с учетом экономических оценок.

В настоящее время мировая нефтяная отрасль ограничивает темпы своего развития в связи с резким снижением мировых цен на нефть. Многие нефтедобывающие предприятия вынуждены сворачивать геолого-поисковые работы, отказываться от финансирования новых, перспективных, но и высокозатратных проектов по освоению новых залежей УВ на суше и на морском шельфе.

На фоне финансового кризиса и снижения цен на нефть многие недропользователи в стремлении к снижению производственных затрат обсуждают вопрос о приостановке применяемых методов увеличения нефтеотдачи МУН. В сложившейся обстановке задача увеличения КИН с наименьшими затратами на разрабатываемых нефтяных месторождениях мира на суше и на морском шельфе с уже созданными мощными инфраструктурами приобретает высокую актуальность.

В связи с этим при добыче нефти интерес представляет более глубокое изучение упругих процессов в связи со сжимаемостью (деформацией) порового пространства коллектора и расширяемостью нефти, которые могут быть с наименьшими затратами использованы в целях повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений. При изучении возможности использования в целях повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений сжимаемости порового пространства пласта и насыщающих его флюидов принималось во внимание, что при снижении пластового давления на 1,0 МПа вследствие упругого расширения зерен породы объем порового пространства пласта уменьшается в соответствии с коэффициентом сжимаемости пор $\beta_{п\text{ср}} = 0,00425 - 0,0133$ 1/МПа, вследствие

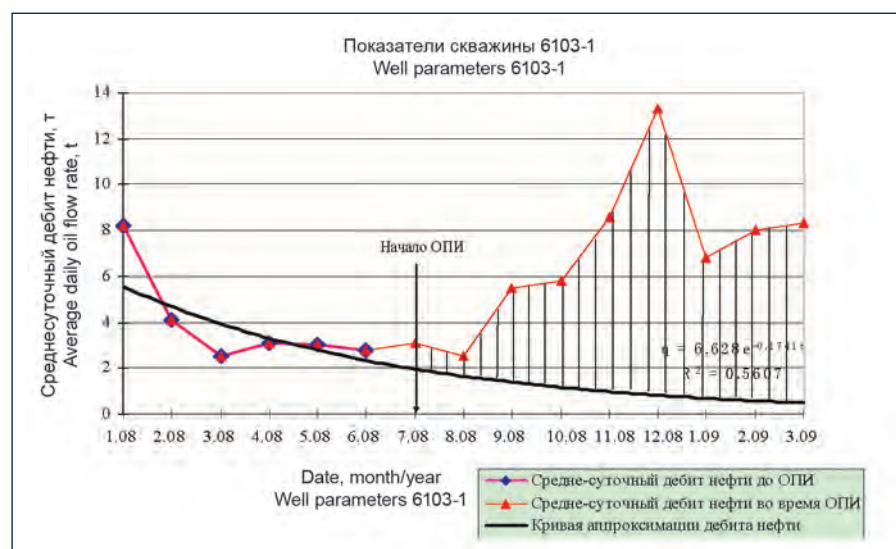


Рис. 4. Оценка эффективности гелеполимерного заводнения на м. Северные Бузачи

Fig. 4. Evaluation of the gel polymer flooding effectiveness in North Buzachi

упругого расширения нефти объем ее увеличивается в соответствии с коэффициентом объемного расширения нефти $\beta_{н\text{ср}} = 0,0015 \text{ 1/МПа}$ [2]. При снижении пластового давления ниже давления насыщения ($P_{нас}$) до фактически сниженного ($P_{пл\text{ф}}$) происходит частичное выделение из нефти растворенного газа в свободную фазу. Коэффициент сжимаемости газа в газонефтяной смеси определяют из выражения

$$\beta_{гв(нас-ф)} = \Gamma_{fv\text{нас}} / P_{нас} \cdot 1/\text{МПа}, \quad (1)$$

где $\Gamma_{fv\text{нас}}$ – газонасыщенность нефти в условиях давления насыщения и пластовой температуры ($P_{нас}$ и $T_{пл}$), $\text{м}^3/\text{м}^3$, определяют из выражения

$$\Gamma_{fv\text{нас}} = \Gamma_{fv} \frac{P_{пл} \cdot Z_{пл}}{P_{нас} \cdot T} \cdot \frac{\text{М}^3}{\text{М}^3} \quad (2)$$

Γ_{fv} – газонасыщенность пластовой нефти, в стандартных условиях ($P_{ст}$ и $T_{ст}$), $\text{м}^3/\text{м}^3$, принимают по исходным данным. За счет постепенного снижения пластового давления от начального до, например, на 25% ниже давления насыщения, т.е. до $P_{пл\text{ф}} \geq 0,75P_{нас}$, происходит уменьшение объема порового пространства продуктивного пласта на величину ΔV_n и увеличение объема насыщающей его нефти на величину ($\Delta V_{n(пл-пл\text{ф})} + \Delta V_{г(нас-пл\text{ф})}$). В результате этого обеспечивается выдавливание этой нефти из пропластков с пониженной проницаемостью в пропластки с повышенной проницаемостью или непосредственно в добывающие скважины, с последующим ее извлечением на дневную поверхность любыми известными методами. По истечении некоторого периода времени возможно восстановление начального пластового давления в продуктивном пласте, а затем повторение этого цикла.

Процесс снижения и повышения пластового давления необходимо производить не одновременно по всей залежи, а попеременно и разнонаправленно на смежных участках или блоках разработки продуктивного пласта и таким образом, чтобы объем закачиваемой воды в залежь сохранялся на прежнем уровне, т.е. в режиме компенсации продукции, отбираемой из залежи, исключая снижение добычи нефти.

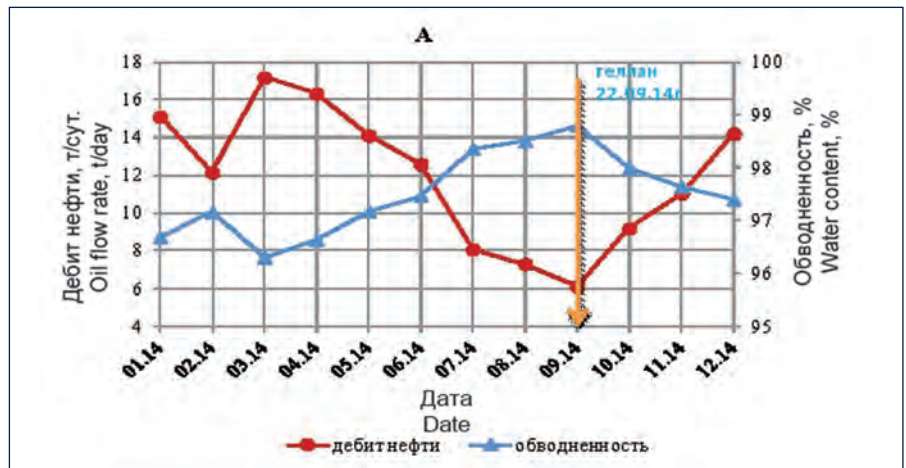


Рис. 5а. Динамика работы реагирующих добывающих скважин участка до и после обработки Гелланом
Fig. 5a. Dynamics of works in the area reacting exploration wells before and after treatment with Gellan

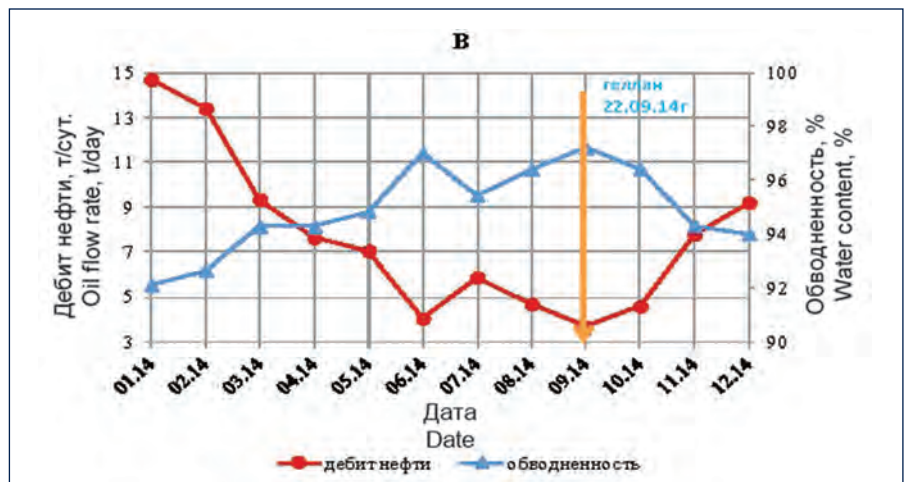


Рис. 5б. Динамика работы реагирующих добывающих скважин участка до и после обработки Гелланом
Fig. 5b. Dynamics of works in the area reacting exploration wells before and after treatment with Gellan

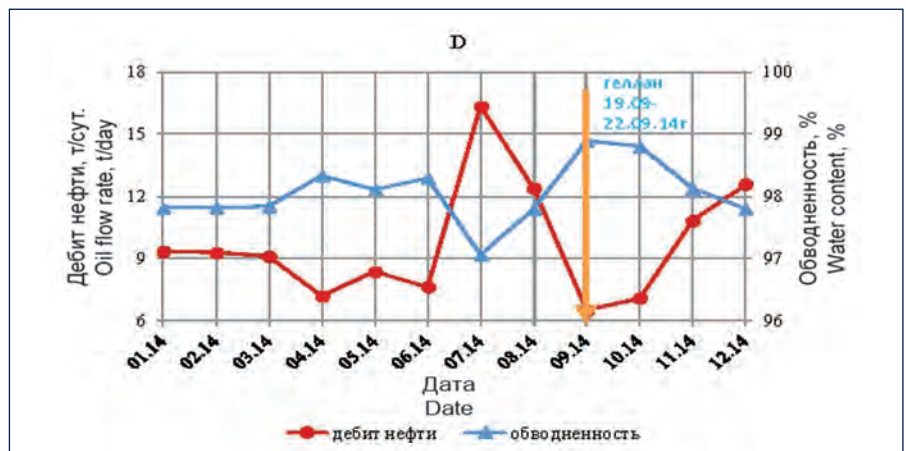


Рис. 5в. Динамика работы реагирующих добывающих скважин участка до и после обработки Гелланом
Fig. 5c. Dynamics of works in the area reacting exploration wells before and after treatment with Gellan

Таблица 3. Результаты лабораторных исследований

Table 3. Laboratory studies results

№ п/п	Поровое давление, МПа Pore pressure, MPa		Поровый объем образца, мл Test piece pores volume, ml	Объем остаточной воды, мл Residual water volume, ml	Начальное нефтесодержание, мл Initial oil bearing capacity, ml	Объем извлеченной нефти, мл Recovered oil scope, ml		Коэффициент вытеснения нефти, д. ед. Oil displacement factor, unit fraction		Пророст ΔКИН, в % Incremental growth of ΔORF, in %
	Обозначения Designations	Значения Values				Обозначения Designations	Значения Values	Обозначения Designations	Значения Values	
1	$P_{пл-1}$ $P_{рес.-1}$	18,5	22,61	3,778	18,832	V_1	13,25	β	0,704	–
2	$P_{пл-2}$ $P_{рес.-2}$	17,5				V_2	13,45	β	0,714	1
3	$P_{пл-3}$ $P_{рес.-3}$	15,5				V_3	13,66	β	0,725	2,1

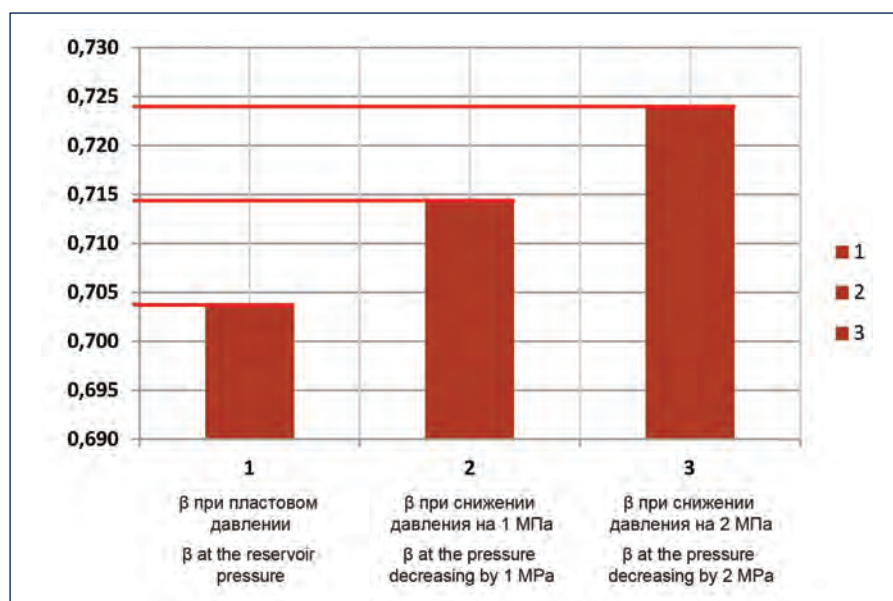


Рис. 6. Результаты лабораторных исследований

Fig. 6. Laboratory studies results

Технология наиболее эффективна на поздней стадии разработки, когда по основным высокопроницаемым пропласткам многократно прошел фронт вытеснения нефти водой.

Расчеты показали, что реализация предлагаемой технологии с учетом заложенного в расчет технологического резерва 0,35 обеспечивает увеличение КИН до 5% [4], что соизмеримо с такими затратными технологиями воздействия на продуктивный пласт, как загущенная вода.

Компанией АО «НИПИнефтегаз» были проведены фильтрационные исследования по представленной технологии на составном образце керна одного из месторождений РК.

Постановка эксперимента и результаты его проведения приведены в таблицах 2 и 3 и на рисунке 6.

Литература:

1. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малафеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. М.: Нефть и газ, 1997.
2. Посевич А.Г., Саенко О.Б., Прапорщиков В.И. Рекомендации по выбору вариантов технологий по увеличению нефтеизвлечения на месторождении Северные Бузачи. 2010 г.
3. Герштанский О.С., Сагиндыков А.А., Кудайбергенов С.Е., Абилхайров Д.Т., Кайржан Е.К. Способ повышения нефтеотдачи пластов. Патент № 29470 РК от 25.12.2014 г.
4. Муллаев Б.Т., Абитова А.Ж., Саенко А.Е. Способ извлечения нефти из продуктивного пласта нефтегазового месторождения на поздней стадии разработки. Патент № 14830 РК по заявке № 2014/0146.1 от 02.09.2014 г.

References:

1. Zheltov Yu. V., Kudinov V.I., Malafeyev G.Ye. *Razrabotka slozhnopostroyennykh mestorozhdeniy vjazkoj nefti v karbonatnykh kollektorah* [Development of viscous oil complex structure deposits in carbonate reservoirs]. Moscow, Oil and Gas Publ., 1997.
2. Posevich A.G., Sayenko O.B., Praporshchikov V.I. *Rekomendacii po vyboru variantov tehnologij po uvelicheniju nefteizvlechenija na mestorozhdenii Severnye Buzachi* [Recommendations regarding the selection of technology options for increasing the oil recovery in the North Buzachi field]. 2010.
3. Gershtanskiy O.S., Sagindykov A.A., Kudaibergenov S.Ye., Abilkhairov D.T., Kairzhan Ye.K. *Sposob povysheniya nefteotdachi plastov* [Reservoir oil production ratio improvement method]. Patent No. 29470 Republic of Kazakhstan dated 25.12.2014
4. Mullayev B.T., Abitova A.Zh., Sayenko A.Ye. *Sposob izvlechenija nefti iz produktivnogo plasta neftegazovogo mestorozhdenija na pozdnej stadii razrabotki* [Method of oil recovery from the gas field productive reservoir at the late development stage]. Patent No. 14830 Republic of Kazakhstan on request No. 2014/0146.1 dated 02.09.2014.