

Чурикова Л.А., кандидат технических наук, **основной автор**, <https://orcid.org/0000-0002-6485-9477>

НАО «Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир хана», г. Уральск, ул. Жангир хана 51, 090009, Казахстан, koaffL@mail.ru

Сағадатова Г.Ж., магистрант, <https://orcid.org/0000-0003-0055-6140>

НАО «Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир хана», г. Уральск, ул. Жангир хана 51, 090009, Казахстан, gulnur_sagadatova@mail.ru

Churikova L.A., Candidate of Technical Sciences, **the main author**, <https://orcid.org/0000-0002-6485-9477>

NJSC «West Kazakhstan Agrarian and Technical University named after Zhangir khan», Uralsk, st. Zhangir khan 51, 090009, Kazakhstan, koaffL@mail.ru

Sagadatova G.Z., 2nd year master's student, <https://orcid.org/0000-0003-0055-6140>

NJSC «West Kazakhstan Agrarian and Technical University named after Zhangir khan», Uralsk, st. Zhangir khan 51, 090009, Kazakhstan, gulnur_sagadatova@mail.ru

ВЫБОР ЭФФЕКТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УЗЕНЬ THE CHOICE OF AN EFFECTIVE TECHNOLOGY FOR INCREASING OIL RECOVERY AT THE UZEN FIELD

Аннотация

Равномерная выработка нефтяного флюида из пласта довольно сложная задачи при разработке месторождения, особенно при большой обводненности продукта, таким образом, выравнивание фронта вытеснения нефтяного флюида способом блокировки прослоев с характеристикой высокопроницаемого, специальными химическими агентами, а также веществами их реакции является достаточно весомым фактором.

В нефтяной промышленности часто применяют силикатные гели для увеличения добычи нефтяного флюида. Благодаря доступности в таком сочетании химических реагентов, предлагаемых производителями, их стоимостных характеристик и экологических свойств они являются наиболее приемлемыми для использования и смогут обеспечить стабильность силикатного геля в широком диапазоне температур и давлений.

Существенным недостатком таких технологий является невозможность контролировать и регулировать процесс образования силикатного геля в продуктивных коллекторах или скважинных условиях при смешивании водных смесей соляной кислоты и силиката натрия. С одной стороны, это может привести к снижению блокирующих свойств обода силикатного геля, а с другой стороны, радиальная блокирующая зона может оказаться недостаточной для рекомбинации фильтрационных потоков в продуктивном резервуаре.

Таким образом, актуальным является обоснование выбора ресурсосберегающего метода, для повышения нефтеотдачи в неоднородных низкопроницаемых пластах, и как следствие, создание более равномерной области вытеснения и снижения прорывов воды в эксплуатационные скважины на месторождении Узень.

ANNOTATION

Uniform production of oil fluid from the reservoir is quite a difficult task in the development of a field, especially with a large water content of the product, thus, the alignment of the displacement front of the oil fluid by blocking interlayers with the characteristic of highly permeable, special chemical agents, as well as substances of their reaction is quite a significant factor.

Technologies for increasing oil recovery based on the use of technology with the use of silicate gels have found industrial application in oil production practice due to a combination of undoubted advantages, such as the availability of chemical reagents on the market of initial components, their price and environmental friendliness, for example, the stability of silicate gel in a wide range of temperatures and pressures.

A significant disadvantage of such technologies is the inability to control and regulate the formation of silicate gel in productive reservoirs or borehole conditions when mixing aqueous mixtures of hydrochloric acid and sodium silicate. On the one hand, this may lead to a decrease in the blocking properties of the rim of the silicate gel, and on the other hand, the radial blocking zone may be insufficient for recombination of filtration flows in the productive tank.

Thus, it is relevant to justify the choice of a resource-saving method to increase oil recovery in inhomogeneous low-permeable formations in order to equalize the well pick-up along the formation section, create a more uniform displacement front and reduce water breakthroughs into producing wells at the Uzen field.

Ключевые слова: пласт, заводнение, нефтеотдача, пористая среда, обводненность, потокоотклоняющая технология.

Key words: formation, refining, oil refining, porous environment, dewatering, leaky technology.

Введение. Текущее состояние разработки Узеньского месторождения характеризуется высоким уровнем обводненности добываемой продукции (обводненность 75 % эксплуатационных скважин составляет 80 - 99 %) [1, 2]. Закачка морской воды в пласты, содержащие нефть, приводит к значительному ухудшению технического состояния нагнетательных и добывающих скважин. Происходит загрязнение призабойной зоны скважин, засорение фильтров, снижение приемистости в скважинах а, затем и прекращение вытеснения нефти из промежуточных слоев низкой проницаемости.

Существуют два типа трудноизвлекаемых запасов нефти, находящиеся в зоне доступности извлечения с применением усовершенствованных методов повышения нефтеотдачи, к ним относятся участки, промытые водой и участки, находящиеся в плохо дренируемых зонах. Рассматривая размытые зоны гидрофильных, а также гидрофобных отложений, остатки пластового флюида характеризуются высокими показателями плотности, увеличению которой способствовали элементы смолисто-асфальтеновых веществ, нефтяной флюид в коллекторе находится в дисперсном состоянии в виде пленочной нефти или адсорбируется в породе продуктивных горизонтов. Использование таких методов для увеличения нефтеотдачи подобных проблемных зон пласта основывается на концепции вытеснения остаточного флюида, характеризующийся ростом коэффициента вытеснения нефтяного флюида [3].



Рисунок 1 – Выбор технологического метода увеличения добычи нефтяного флюида в пластовой системе остаточных запасов нефти

Для эффективного увеличения поднятия остаточной нефти из коллекторной системы пласта в областях пониженного дренирования флюида исходного состава, применяют специальные методы увеличения добычи нефти «МУН».

Циклическая обработка ВУС-полимером является наиболее перспективным методом интенсификации выравнивания фронта нагнетания и создания условий отклонения воздействующего потока в пласте с низким дренированием флюида [6].

Материалы и методы исследований. Для проведения научных исследований рассматривалась коллекторная система, относящаяся к продуктивным горизонтам 17 и 18 месторождения Узень, есть предпосылки для применения МУН и интенсификации добычи нефти, разрабатываемых с помощью системы поддержания пластового давления методом закачки воды. Геологическое и физическое строение, а также текущее состояние развития продуктивных горизонтов 17 и 18, имеют ряд особенностей, которые следует учитывать при планировании физико-химических взаимодействий.

Действующая система ППД позволяет поддерживать высокие приемистости и высокую текущую компенсации (текущая компенсация в среднем по горизонтам изменяется от 105 % (17 горизонт) до 208 % (18 горизонт), при низкой проницаемости пласта и высоких давлениях нагнетания, происходит напрессовывание в пласт закачиваемой воды, создающее дополнительное давление, из-за не достаточной по времени продолжительности остановки нагнетательных скважин для осуществления замера пластового давления получают завышенные его значения.

Эти характеристики указывают на актуальность применения к блоку продуктивных горизонтов 17 и 18 технологий, направленных на повышение охватывающего профиля продуктивного коллектора с помощью заводнения. В этих условиях закачиваемый агент фильтруется на забое добывающих скважин по трещинам и прослоям с высокой проницаемостью без выполнения какой-либо полезной работы по дренированию нефтяного флюида, то есть наблюдается ее холостой режим.

По состоянию на 01.01.2018 г. эксплуатационный добывающий фонд насчитывал 3410 скважин, из них действующих – 3180, бездействующих – 230.

За пять лет (1976-1980 гг.) нефтедобыча снизилась с 16 млн.т до 9,3 млн.т. Обводненность увеличилась с 37% до 58%. И впоследствии шло снижение нефтедобычи, только медленными темпами (в среднем 160 тыс.т в год), несмотря на то, что увеличение объемов закачки агентов было доведено до 56 млн.т и осуществлена полная замена холодной воды на горячую.

За счет уменьшения действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин произошло разбалансирование системы разработки по эксплуатационным объектам. Вследствие этого в 1990-1995 гг. произошло резкое снижение объемов добычи, темпы падения составили 16-19% в год и добыча снизилась в 2,9 раза, составив в 1995 г. только 2,6 млн.т, т.е. нефтедобыча снизилась до минимального уровня за всю историю разработки месторождения (рис. 2) [4].

Увеличение и стабилизация добычи нефти на месторождении с 2000 года произошло за счет ввода в эксплуатацию скважин после бурения и использования на месторождении Узень различного характера технологических операций, направленных на повышение нефтеотдачи пластовых систем – возврат в вышележащий горизонт; обработка скважинных систем растворителями на основе вязкоупругих соединений, водно-углеводородными эмульсиями, эмульсиями комплексного действия; использование полимерно-гелевого реагента «Темпоскрин» и сшитых полимерных композиций (СПС); применение акустических колебаний ультразвукового и звукового радиуса действия (АРСиП) и электрическим током (ЭЭ) для воздействия на призабойную зону пласта; гидравлический разрыв пласта (ГРП) и др.

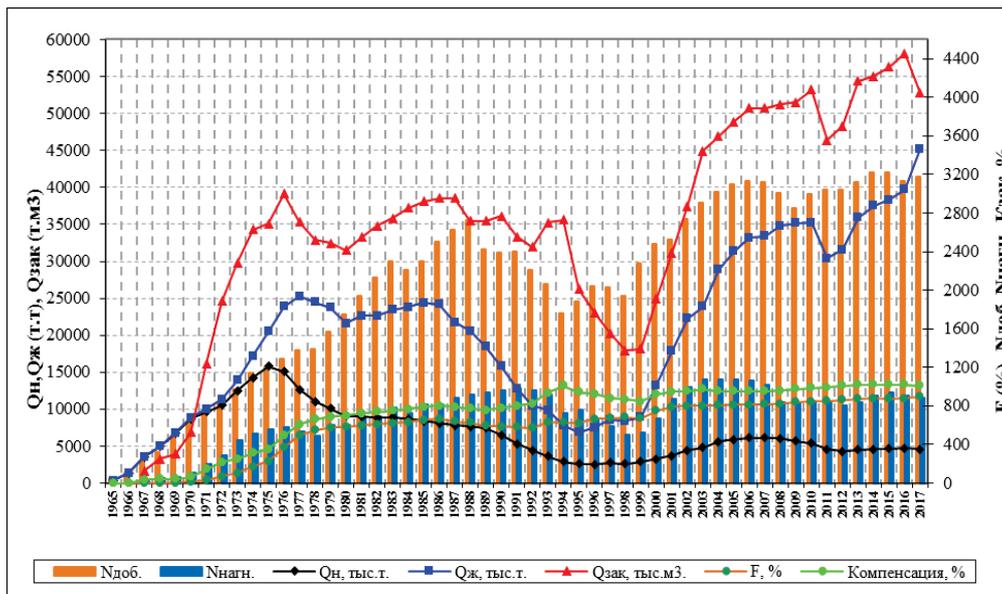


Рисунок 2 – График разработки месторождения Узень (13-18 горизонты)

Динамика основных показателей разработки по месторождению за анализируемый период показана на рисунке 3.

Динамика основных показателей разработки по месторождению (рисунок 3) на 1 января 2018 г. с начала года на месторождении (13-18 горизонты) объем добытого нефтяного флюида составила 4620 тыс.т, жидкости 45220 тыс.т и газа около 260 млн.м³, в том числе из только вводимых в эксплуатацию скважин порядка 220 тыс.т. Средняя обводненность добываемой продукции составила 89,8%.

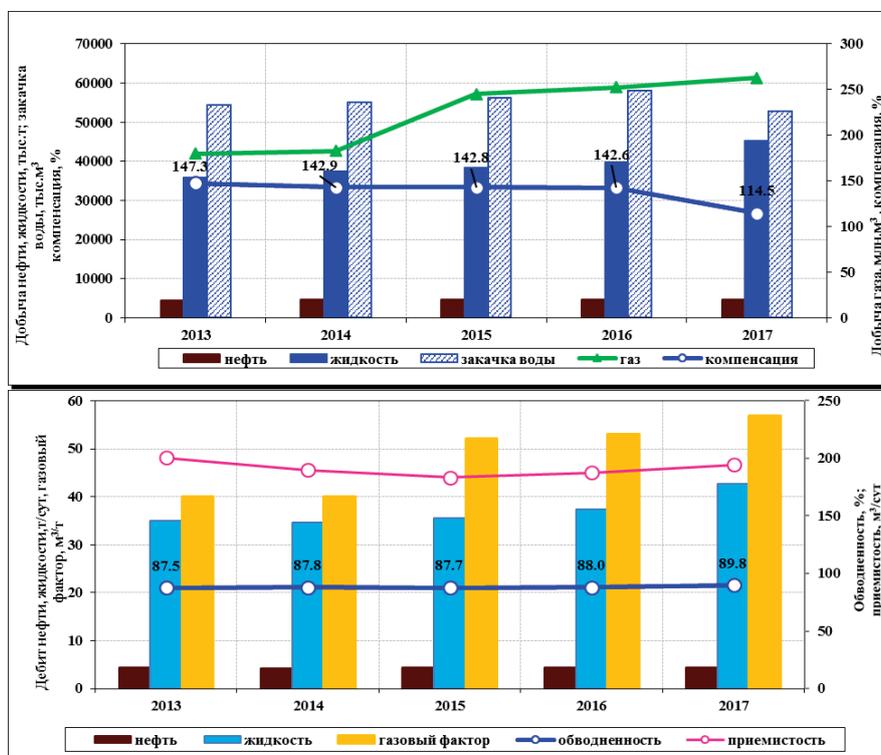


Рисунок 3 – Динамика основных показателей разработки 13-18 горизонтов за период 2013-2017 гг.

В задачи разработки многопластовых залежей парафиновой нефти входят как решения известных технологий подбора оптимальных реагентов и их промышленная разработка, так и создание научно-технических задач по поиску наиболее оптимально применяемых новейших, оригинальных методов интенсификации притока нефтяного флюида к эксплуатационным скважинам и защиты промыслового оборудования от различных негативных воздействий.

При разработке месторождения Узень на завершающей стадии эксплуатации применяют разные виды заводнений – технологии повышения нефтеотдачи, применяемых для активизации энерго- и ресурсосберегающее значение. Во время начального периода закачки холодной воды из-за охлаждения пластов работоспособность слоев с низкой и пониженной проницаемостью прерывается из рабочего процесса. В результате перехода на метод нагнетания горячей воды в продуктивные пласты, происходил поэтапный их прогрев и, таким образом, введение в эксплуатацию. Для применения энергосберегающего варианта, после применения закачки холодной воды, принято решение не отключать эти слои из-за значительного удаления областей вытеснения от нагнетательных скважин, и именно здесь температурный режим зафиксирован был выше критического значения. На основе проведенных модельных расчетов была получена наиболее полное представление развития неоднородных геологических пластов с присутствием парафинов при изменении температуры закачки. Полный термодинамический анализ для более широких горизонтов, а именно XIII, XIV, XVI, привел к выводу о необходимости срочного перехода на вариант энергосбережения [7].

Непрерывная закачка горячей воды создает наиболее высокий уровень нефтеотдачи, в то же время закачка холодной воды даст низкое энергопотребление с точки зрения затрат энергии. Энергосберегающие технологии дают в этом случае возможность добиться наилучшего эффекта.

Интересны и методы разработки с применением периодической закачки холодной воды, нагретой геотермальным тепловым источником земли, в результате повторяющихся циклов и создания вокруг ствола скважины необходимого объема оторочки горячей воды. Определяя необходимые технологические параметры закачки, выявили конкретные зависимости от геолого-физических условий и конструктивных особенностей скважины.

Что касается условий месторождения Узень, была применена модификация циклического заводнения, согласно которой агент закачивается путем увеличения давления закачки до 90% от давления гидроразрыва пластовой системы. Во время периода закачки эксплуатационные скважины с обводненностью выше 90% приостанавливают, скважинную жидкость отбирают до тех пор, пока забойное давление не упадет на 20-25% ниже давления насыщения. Повышению упругости пластовой системы поспособствовало небольшое увеличение газовой среды в нефтяном флюиде, однако толчком для улучшения дренирования остаточной нефти не стало. Циклические повторения режимов происходят до тех пор, пока не будет достигнут высокий показатель рентабельности добычи нефти. Использование данных технологий на месторождении Узень обеспечило более полное покрытие воздействия зоны дренирования скважиной системы и, как следствие, снижение обводненности в среднем на 25% и увеличение нефтеотдачи в среднем на 11% [10].

Доля трудноизвлекаемых запасов нефти на месторождении Узень неуклонно растет с каждым годом эксплуатации, так как месторождение находится в периоде поздней стадии разработки, и в этом случае применение интенсификации нефтедобычи из неоднородных слоев за счет включения в эксплуатацию низкопроницаемых пластовых систем является очень актуальной задачей. Применение потокоотклоняющей технологии (ПОТ) – современная и актуальная концепция повышения нефтеотдачи в неоднородных низкопроницаемых пластах [11].

В таблице представлены виды технологий отклонения потока и сравнение их характеристик.

Таблица 1 – Сравнительные характеристики физико-химических методов заводнения

Показатели		Сшитый полимерный состав	Силикат-гелевый состав	Эмульсионный состав
Тип коллектора		Терригенный (ТК); Карбонатный (КК)		
Тип коллектора (по типу порового пространства)		Поровый; Трещиновато-поровый		
Проницаемость	Для ТК	Не менее 0,1 мкм ²	Не менее 0,08 мкм ²	Не менее 0,05 мкм ²
	Для КК	Не менее 0,05 мкм ²	Не менее 0,05 мкм ²	
Температура в зоне закачки		Не более 90°С	Не более 300°С	Не более 90°С
Обводненность продукции по участку, %		40-95	60-95	40-90
Приемистость нагнетательной скважины, м ³ /сут		200 - 1500	250 - 1100	150 - 900
Основные свойства		<ul style="list-style-type: none"> – регулирование времени гелеобразования в диапазоне от несколько часов до 10 суток; – способность проникать вглубь пласта на значительные расстояния и создавать обширные экраны для перераспределения гидродинамических сопротивлений; – высокая селективность фильтрации 	<ul style="list-style-type: none"> – растворы не подвержены механической, термоокислительной и биологической деструкции; – низкие гидродинамические сопротивления при закачке и высокая селективность фильтрации; – высокая термостабильность 	<ul style="list-style-type: none"> – низкие значения межфазного натяжения на границе с нефтью; – гидрофобизирующее воздействие на промытые водонасыщенные участки пласта коллоидно-дисперсными частицами; – остаточный фактор сопротивления; – высокая нефтевытесняющая способность

Для подбора скважин или участков для применения технологии ПОТ, выделим основные критерии:

- неоднородность пласта, наблюдаемая по вертикали и трехмерном пространстве;
- резкое увеличение скорости обводненности в реагирующих эксплуатационных скважинах;
- неоднородность профиля приемистости по промыслово-геофизическим исследованиям [8].

Результаты и обсуждение. Наблюдение за поведением силикатных микрогелевых систем в пористой среде – основная цель экспериментальных исследований для изучения фильтрационных характеристик.

Для исследования фильтрационных характеристик силикатных микрогелевых структур и различных комбинаций на их основе смоделировали однослойную и двухслойную модели объемных коллекторов с разной проницаемостью.

В основу проведения опытов легла технология с применением композиции силикатного микрогеля, состоящего при смешивании 1:1 водных растворов соляной кислоты и силиката натрия с массовыми концентрациями 3% и 25% соответственно [16].

Чтобы понять изменение фильтрационных характеристик исследуемых пористых коллекторов при влиянии силикатной микрогелевой структуры, используем показатель

остаточного фактора сопротивлений [17,18, 19, 20], который определяется отношением значений коэффициентов проницаемости пористой системы коллектора до воздействия на него и после, по формуле:

$$R_{ост} = k_1/k_2 \quad (1)$$

где k_1 – коэффициент проницаемости пористой системы по воде до воздействия,
 $R_{ост}$ – остаточный фактор сопротивления,
 k_2 – коэффициент проницаемости пористой системы по воде после воздействия.

Повышение охвата пласта вытеснением с помощью силикатной микрогелевой структуры отражает увеличение остаточного фактора сопротивлений, что характеризует отличные качества поведения композиции при проведении испытаний на фильтрационные характеристики пористой среды.

Для отслеживания фильтрационных свойств структуры силикатного микрогеля проводилось на модели водонасыщенной пластовой системы в следующем порядке, отраженной на рисунке 4.



Рисунок 4 – Порядок проведения опытов

В начале проведения исследования получены значения начальных коэффициентов проницаемости, отражающие фильтрационные характеристики модели коллектора на начальном этапе, составляли от 1,02 до 5,02 мкм².

Объемный размер оторочки силикатной микрогелевой структуры согласно исследований лежал в пределах 10-30% от объема поровой системы коллектора. При проведении опытов наблюдалось одинаковое содержание частиц силикатного микрогеля и удерживалось в среднем на уровне 10%. В исследованиях использовалась пресная вода для изготовления силикатной микрогелевой среды.

В таблице 2 представлены средние значения показателей – результатов испытаний фильтрационных свойств силикатной микрогелевой среды.

Таблица 2 – Результаты испытаний фильтрационных свойств силикатных микрогелевых структур на моделях пласта

Номер опыта	Проницаемость начальная, мкм ²	Объем смеси, закаченный, % от порового объема	Проницаемость конечная по воде, мкм ²	Остаточный фактор сопротивления, R _{ост.}
1	1,02	30	0,059	16,2
2	1,31	10	0,22	6,21
3	1,49	30	0,11	13,61
4	1,71	20	0,15	12,2
5	2,50	10	0,45	5,7
6	2,57	30	0,25	10,7
7	2,64	20	0,32	8,5
8	5,02	30	1,12	4,6

Во всех проведенных экспериментах наблюдается рост остаточного фактора сопротивлений, он изменяется в пределах от 4,6 до 16,21. Зависимость между параметрами, характеризующими фильтрационные свойства пористой системы и ее проницаемостью по воде обратно пропорциональна.

При проведении экспериментов получена прямая пропорциональная зависимость между параметрами остаточного фактора сопротивлений и размером оторочки силикатной микрогелевой среды (рисунок 5). Таким образом, увеличение объемного размера силикатного микрогеля на 10% способствует к повышению остаточного фактора сопротивлений во всех опытах в среднем в 1,39 раза.

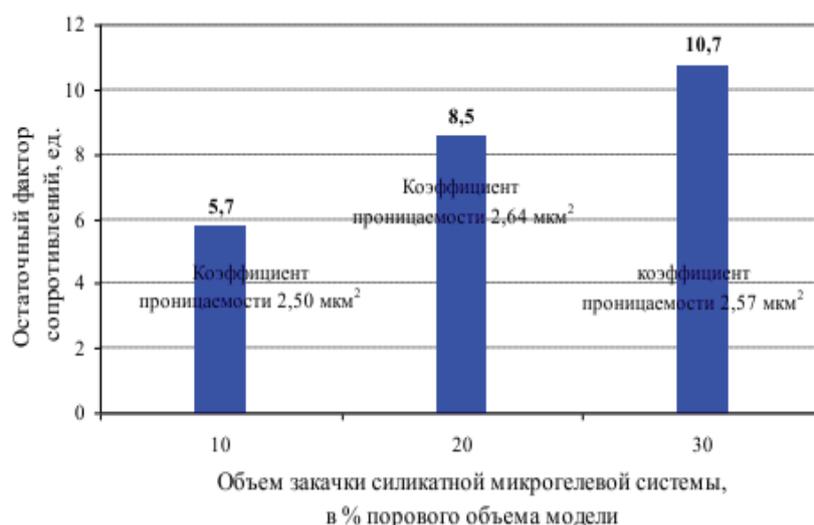


Рисунок 5 – Динамика значения коэффициента остаточного сопротивления от объема силикатной микрогелевой структуры

Проведенные исследования фильтрационных свойств силикатной микрогелевой структуры подтвердили, что она способна изменять параметры фильтрации пористой среды. Структура способна блокировать проницаемость пористых коллекторов и это доказывается тем, что увеличивается остаточный фактор сопротивлений. Увеличивая массовую концентрацию частиц силикатного микрогеля в структуре в пределах 5 - 25% остаточный фактор сопротивления увеличится в 4,5 раза.

Выводы. В результате исследований получена статистическая экспоненциальная зависимость коэффициента водопроницаемости закаченного силикатного микрогеля от такого же коэффициента перед закачки микрогеля (рисунок 5). Таким образом, с увеличением

проницаемости моделей пласта, эффект от закачки силикатного микрогеля значительно уменьшается, т.е. в пределах изменения проницаемости 1,02 - 5,02 мкм², коэффициент водопроницаемости увеличивается после закачки системы в диапазоне 0,059 - 1,12 мкм².

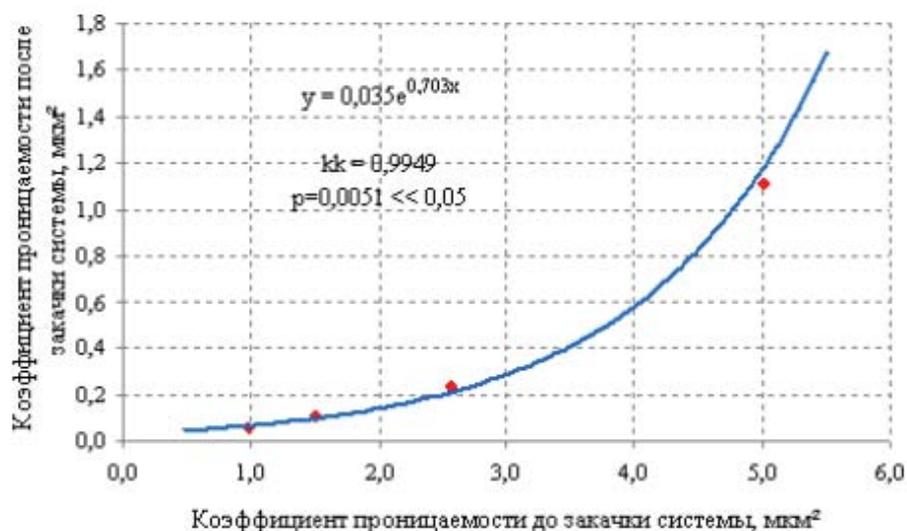


Рисунок 6 – Изменение водопроницаемости модели после закачивания силикатной микрогелевой структуры

Проведенные опыты по исследованию фильтрационных свойств силикатного микрогеля на моделях однородных коллекторов позволяют сделать вывод, что испытательная структура способна изменять параметры фильтрации пористой прослойки, увеличивая коэффициент остаточного фактора сопротивления, т.е. система силикатного микрогеля способна блокировать проницаемость пористой среды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кондратович Ю.В. Обработка и интегрированная интерпретация материалов МОГТ-3Д, данных ГИС и ВСП, построение детальных геологических моделей по месторождению Узень. Отчёт ОАО ЦГЭ / Ю.В.Кондратович, А.В.Алёшина. – Фонд ПФ Озенмунайгаз, 2004.
2. Маир К., Мак Дональд И. Отчёт о проведении специального анализа керна по скважине ГУ57-6602 Узенского месторождения (Западный Казахстан). Отчёт № АФ759, Робертсон Ресёрч Интернейшнл Лимитед. Фонд ПФ Озенмунайгаз, 2008.
3. Отчет Авторский надзор и научно – методическое обеспечение работ по расширению объемов закачки растворов ПАВ на месторождении Узень, КазНИПИнефть 2014. – С. 16.
4. Чурикова Л.А. Эффективность разработки нефтегазоконденсатного месторождения с применением системы поддержания пластового давления /Л.А.Чурикова, А.Б.Баянғали // Молодой ученый, Научно-практический журнал №47(285, ноябрь) – Казань, ООО Издательство Молодой ученый, 2019. – С. 138-141.
5. Kuangaliev Z. Solving the problems of water cut in production wells of oil fields / Z. Kuangaliev, G. Doskaziyeva, A.Mardanov //The scientific heritage – 2019. – No40. – P.30-34.
6. Чурикова Л.А. Техника и технология добычи нефти: учебное пособие / Л.А. Чурикова, А.С. Купешова, В.Е. Вишневская. – Алматы: Альманахъ, 2020. – 315 с.
7. Ковалев А. Г. О поддержании давления на месторождении Узень путем закачки воды в пласт / А.Г. Ковалев и [др.] // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 8 – С. 38 – 41.
8. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее / Р.Х.Муслимов. – Казань: ФЭН, 2014. – 750 с.
9. Власов С.А. Повышение нефтеотдачи с применением биополимеров / С.А.Власов, Н.В.Краснопевцева, Я.М. Каган // Нефтяное хозяйство – 2002. – № 7. – С. 104-109

10. Пятибратов П.В. Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений: учебное пособие для вузов / П.В. Пятибратов. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 167 с.
11. Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / Л.Н. Назарова. – М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2011. – 444 с.
12. Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов: состояние, проблемы, перспективы / С.А.Жданов // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 4. – С. 38 – 40.
13. Телин А.Г. Сделать правильный выбор. О приоритетах при выборе химических методов увеличения нефтеотдачи разрабатываемых месторождений / А.Г.Телегин // Вестник инжинирингового центра ЮКОС. – 2001. – № 1. – С. 5-8.
14. Демахин С.А. Химические методы ограничения водопритока в нефтяные скважины: Справочное пособие / С.А. Демахин, А.Г.Демахин. – М.: Издательский дом Недр, 2011- 213 с.
15. Алтунина Л.К. Гелеобразующие и нефтевытесняющие композиции для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей / Л.К.Алтунина, В.А.Кувшинов // Материалы VI Всероссийской научно-практической конференции Нефтепромысловая химия – 2011, посвященной 20-летию ЗАО Химеко - ГАНГ – Москва. – 2011. – С. 34-37.
16. Дияров И.Н. Гидроизоляционный состав для ограничения водопритока в добывающие нефтяные скважины/ И.Н.Дияров, Н.Ю.Башкирцева, Р.Р. Аглиуллин//Записки Горного института – 2008. – т. 174. – С.69 – 72.
17. Газизов А.Ш.. Повышение нефтеотдачи пластов ограничением движения вод химическими реагентами / А.Ш.Газизов, А.А.Газизов // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 1. – С. 20-22.
18. Рафикова К.Р. Технология с использованием микрогелевых полимерных систем на месторождениях ПАО Татнефть/К.Р.Рафикова, Г.И.Сабахова, М.Р.Хисаметдинов// Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 5. – С. 43–46.
19. Vortis G. Special report. Enhanced oil recovery/ G. Vortis // Oil&Gas Journal, April 15, 2002, V. 100. 15, p. 71- 83.
20. Владимиров И.В.Проблемы разработки водонефтяных и частично заводненных зон нефтяных месторождений / И.В.Владимиров, Н.И.Хисамутдинов, М.М. Тазиев – ОАО ВНИИОЭНГ, 2007. — 360 с.

SPISOK LITERATURY

1. Kondratovich YU.V. Obrabotka i integrirovannaya interpretatsiya materialov MOGT-3D, dannykh GIS i VSP, postroenie detal'nykh geologicheskikh modelei po mestorozhdeniyu Uzen'. Otchet OAO TSGEH / YU.V.Kondratovich, A.V.Aleshina. – Fond PF OzenmunaigaZ, 2004.
2. Mair K., Mak Donal'd I. Otchet o provedenii spetsial'nogo analiza kerna po skvazhine GU57-6602 Uzenskogo mestorozhdeniya (Zapadnyi Kazakhstan). Otchet № AF759, Robertson Reserch Interneishnl Limited. Fond PF OzenmunaigaZ, 2008.
3. Otchet Avtorskii nadzor i nauchno – metodicheskoe obespechenie rabot po rasshireniyu ob'emov zakachki rastvorov PAV na mestorozhdenii Uzen', KaZNIPIneft' 2014. – S. 16.
4. Churikova L.A. Ehffektivnost' razrabotki neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya s primeneniem sistemy podderzhaniya plastovogo davleniya /L.A.Churikova, A.B.Bayangali // Molodoi uchenyi, Nauchno-prakticheskii zhurnal №47(285, noyabr') – Kazan', OOO Izdatel'stvo Molodoi uchenyi, 2019. – S. 138-141.
5. Kuangaliev Z. Solving the problems of water cut in production wells of oil fields / Z. Kuangaliev, G. Doskazyeva, A.Mardanov //The scientific heritage – 2019. – No40. – P.30-34.
6. Churikova L.A. Tekhnika i tekhnologiya dobychi nefti: uchebnoe posobie / L.A. Churikova, A.S. Kupeshova, V.E. Vishnevskaya. – Almaty: Al'manakh", 2020. – 315 s.
7. Kovalev A. G. O podderzhanii davleniya na mestorozhdenii Uzen' putem zakachki vody v plast / A.G. Kovalev i [dr.] // Neftyanoe khozyaistvo. – 2010. – № 8 – S. 38 – 41.
8. Muslimov R.KH. Nefteotdacha: proshloe, nastoyashchee, budushchee / R.KH.Muslimov. – Kazan': FEHN, 2014. – 750 s.
9. Vlasov S.A. Povyshenie nefteotdachi s primeneniem biopolimerov / S.A.Vlasov, N.V.Krasnopevtseva, YA.M. Kagan // Neftyanoe khozyaistvo – 2002. – № 7. – S. 104-109

10. Pyatibratov P.V. Gidrodinamicheskoe modelirovanie razrabotki neftyanykh mestorozhdenii: uchebnoe posobie dlya vuzov / P.V. Pyatibratov. – M.: Rossiiskii gosudarstvennyi universitet nefti i gaza imeni I.M. Gubkina, 2015. – 167 s.
11. Nazarova L.N. Razrabotka neftegazovykh mestorozhdenii s trudnoizvlekaemymi zapasami / L.N. Nazarova. – M.: Izd-vo RGU nefti i gaza im. I.M.Gubkina, 2011. – 444 s.
12. Zhdanov S.A. Primenenie metodov uvelicheniya nefteotdachi plastov: sostoyanie, problemy, perspektivy / S.A.Zhdanov // Neftyanoe khozyaistvo. – 2001. – № 4. – S. 38 – 40.
13. Telin A.G. Sdelat' pravil'nyi vybor. O prioritetakh pri vybore khimicheskikh metodov uvelicheniya nefteotdachi razrabatyvaemykh mestorozhdenii/A.G.Tegin // Vestnik inzhiniringovogo tsentra YUKOS. – 2001. – № 1. – S. 5-8.
14. Demakhin S.A. Khimicheskie metody ogranicheniya vodopritoka v neftyanye skvazhiny: Spravochnoe posobie / S.A. Demakhin, A.G.Demakhin. – M.: Izdatel'skii dom Nedra, 2011 – 213 s.
15. Altunina L.K. Gelebrazuyushchie i neftevytesnyayushchie kompozitsii dlya uvelicheniya nefteotdachi zalezhei vysokovyazkikh neftei / L.K.Altunina, V.A.Kuvshinov // Materialy VI Vserossiiskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii Neftepromyslovaya khimiYA – 2011, posvyashchennoi 20-letiyu ZAO «Khimeko - GANG» – Moskva. – 2011. – S. 34-37.
16. Diyarov I.N. Gidroizolyatsionnyi sostav dlya ogranicheniya vodopritoka v dobyvayushchie neftyanye skvazhiny/ I.N.Diyarov, N.YU.Bashkirtseva, R.R. Agliullin// Zapiski Gornogo instituta – 2008. – t. 174. – S.69 – 72.
17. Gazizov A.SH., Gazizov A.A. Povyshenie nefteotdachi plastov ogranicheniem dvizheniya vod khimicheskimi reagentami / A.SH.Gazizov, A.A.Gazizov // Neftyanoe khozyaistvo. – 1992. – № 1. – S. 20-22.
18. Rafikova K.R. Tekhnologiya s ispol'zovaniem mikrogelevykh polimernykh sistem na mestorozhdeniyakh PAO Tatneft' / K.R.Rafikova, G.I.Sabakhova, M.R.Khisametdinov// Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa. – 2015. – № 5. – S. 43–46.
19. Vortis G. Special report. Enhanced oil recovery/ G. Vortis // Oil&Gas Journal, April 15, 2002, V. 100. 15, p. 71- 83.
20. Vladimirov I.V.Problemy razrabotki vodoneftyanых i chastichno zavodnennykh zon neftyanykh mestorozhdenii / I.V.Vladimirov, N.I.Khisamutdinov, M.M. Taziev – OAO VNPIOENHG, 2007. — 360 s.

ТҮЙІН

Резервуардан мұнай сұйықтығын біркелкі өндіру кен орнын игерудегі өте күрделі міндет, әсіресе өнімнің үлкен сулануы кезінде, осылайша мұнай сұйықтығының ығысу фронтын жоғары өткізгіш, арнайы химиялық агенттермен, сондай-ақ олардың реакция заттарымен қабаттасуды бұғаттау арқылы теңестіру айтарлықтай маңызды фактор болып табылады.

Мұндай технологиялардың маңызды кемшілігі-тұз қышқылы мен натрий силикатының су қоспаларын араластыру кезінде өнімді коллекторларда немесе ұңғыма жағдайларында Силикат гелінің түзілу процесін бақылау және реттеу мүмкін еместігі. Бір жағынан, бұл Силикат гел жиегінің құлыптау қасиеттерінің төмендеуіне әкелуі мүмкін, ал екінші жағынан, радиалды құлыптау аймағы өнімді резервуардағы сүзгі ағындарын рекомбинациялау үшін жеткіліксіз болуы мүмкін.

Осылайша, қойнауқат қимасы бойынша ұңғыманың қабылдағыштығын теңестіру, ығыстырудың неғұрлым біркелкі фронтын құру және Өзен кен орнындағы өндіруші ұңғымалардағы судың серпілісін азайту мақсатында біртекті емес төмен өткізгіш қабаттарда мұнай беруді арттыру үшін ресурс үнемдеуші әдісті таңдауды негіздеу өзекті болып табылады.