

**Распределение температур грунтов в основании сооружения на конец 25-го летнего периода
(сентябрь 2042 г.)**

Глубина, м	Температура грунтов (°С)					
	ТС2	ТС3	ТС6	ТС7	ТС8	ТС9
0	-3,99	-1,63	-3,84	-3,25	-3,73	-3,73
1	-0,92	0,74	-0,58	0,10	-0,44	-0,44
2	0,38	1,54	0,77	1,31	0,87	0,87
3	0,41	1,16	0,74	1,12	0,81	0,82
4	-0,30	0,16	-0,05	0,20	0,01	0,01
5	-1,40	-1,15	-1,23	-0,96	-1,07	-1,07
6	-2,56	-2,44	-2,55	-2,30	-2,36	-2,35
7	-3,34	-3,21	-3,15	-3,09	-3,15	-3,15
8	-3,64	-3,51	-3,44	-3,52	-3,58	-3,53
9	-3,86	-3,72	-3,64	-3,69	-3,74	-3,72
10	-3,90	-3,77	-3,72	-3,71	-3,76	-3,75
12	-3,81	-3,70	-3,67	-3,65	-3,68	-3,68
14	-3,74	-3,66	-3,62	-3,62	-3,65	-3,64
16	-3,72	-3,67	-3,62	-3,65	-3,66	-3,65
18	-3,73	-3,68	-3,64	-3,67	-3,68	-3,67
20	-3,73	-3,69	-3,64	-3,68	-3,69	-3,68
Te	-2,85	-2,67	-2,68	-2,59	-2,67	-2,65

С целью оценки экономической эффективности были проанализированы затраты на работы по восстановлению антикоррозионного покрытия ТСГ, а также капитальный ремонт вышедших из строя или частично действующих ТСГ. В случаях, когда текущий температурный режим грунтов в основании сооружений в несколько раз ниже значений расчетных температур, установленных проектом, а отсутствие необходимости в мероприятиях ТСГ обосновано теплотехническим расчетом, возможна реализация значительного экономического эффекта в части сокращения затрат на работы по восстановлению ТСГ. На примере Здания хранения емкостей химреагентов экономия составляет более 4,0 млн. руб. за расчетный период (25 лет). Также следует отметить, что аналогичные сооружения присутствуют как на других участках площадки, так и на других площадках рассматриваемого месторождения.

По результатам проделанной работы можно подвести следующие итоги:

1) В рамках проделанной работы на примере Здания хранения емкостей химреагентов площадки ЦПС был рассмотрен подход к снижению операционных затрат на восстановление работоспособности устройств температурной стабилизации грунтов, расположенных в основании эксплуатируемых сооружений.

2) Высокая сходимость результатов прогнозного теплотехнического расчета температурного режима грунтов в основании рассматриваемого сооружения с данными реальных температурных замеров, предоставленных отделом ГТМ, является обоснованием корректности выполненных прогнозных расчетов и рациональности принимаемых решений.

3) Решение задач по оптимизации затрат на восстановление работоспособности термостабилизаторов в период эксплуатации сооружений становится возможным при применении специализированного программного обеспечения.

4) Экономический эффект от сокращения затрат, на примере Здания хранения емкостей химреагентов, за период эксплуатации сооружения составил более 4,0 млн. руб.

Литература

1. СП 25.13330.2012 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88»;
2. СП 131.13330.2012 «Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99»;
3. РСН 67-87 «Инженерные изыскания для строительства. Составление прогноза изменений температурного режима вечномерзлых грунтов численными методами».

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПОЛИМЕРОВ

Малхасян К.А., Попов Д.В., Булатов В.Р.

Научный руководитель - профессор В.Н. Манжай

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сейчас доля извлекаемой нефти из разрабатываемых месторождений во всем мире составляет менее половины от общих разведанных запасов, что является крайне низким показателем. Углеводородная жидкость остается в пласте по двум причинам: а) часть её адсорбирована на поверхности капилляров за счет поверхностных сил адгезии, а другая часть осталась в «мертвых» зонах и не была охвачена первичным заводнением, т.е. обойдена вытесняющим флюидом. Следовательно, ресурсы углеводородного сырья, которые при этом остаются в недрах, в среднем составляют более 50% от начальных геологических запасов. Такие показатели на сегодняшний день считаются слишком низкими, поэтому на месторождениях практически повсеместно применяются различные физико-

химические методы повышения (увеличения) нефтеотдачи (МУН). Поэтому применение новых технологий нефтедобычи [1–2], повышающими МУН, являются в настоящее время актуальной задачей.

Известны различные методы увеличения нефтеотдачи пластов, классификацию которых можно представить следующим образом: тепловые, газовые, гидродинамические и физико-химические. Из разнообразия приведенных методов одним из самых распространенных и эффективных приемом является вытеснение нефти растворами полимеров. В настоящее время метод полимерного заводнения применяют на месторождениях, как с легкой, так и с тяжелой нефтью. Особенностью технологии использования полимеров в нефтедобыче является то, что в воде предварительно растворяют высокомолекулярные полимеры (обычно полиакриламид или природный полисахарид), которые значительно повышают вязкость воды. Вследствие этого уменьшается объёмная скорость её фильтрации в пластах разной проницаемости и за счет этого повышается охват пластов вытесняющим флюидом. Опираясь на формулу Дарси $Q = \left(\frac{k}{\mu}\right) \cdot (\Delta P/L) \cdot \pi R^2$, увеличение вязкости прокачиваемого флюида (μ) ведет к уменьшению величины объёмного расхода (Q) жидкости через пористую среду. Таким образом, изменяя вязкость жидкости, можно варьировать скорость прокачки через неоднородно построенные пласты и тем самым выравнивать фронт вытеснения. Следовательно, закачка вязкого раствора полимера сопровождается дополнительным вытеснением нефти из низкопроницаемых зон. Полимерные технологии в настоящее время широко применяют на нефтяных месторождениях России, Казахстана, Европы, Ближнего Востока, Южной Америки (Венесуэла, Бразилия и другие), Северной Америки (США и Канады). В Китае на месторождении Дацине, на котором дополнительная добыча легкой нефти с вязкостью 0,011 Па·с превысила 12 % при закачке полимерного раствора с более высокой вязкостью 0,04 Па·с. Эта же полимерная технология успешно реализована в Казахстане и в России, и на некоторых нефтяных месторождениях позволила также повысить добычу нефти. Выбор полимера оптимальной физико-химической природы для будущего технологического применения на промысле необходимо проводить с учетом таких параметров, как температуры, проницаемости пласта и минерализация воды. Следующим этапом необходимо провести предварительную сравнительную оценку различных образцов исследуемых полимеров для нахождения наилучшего варианта, учитывая при этом экономическую составляющую, т.е. высокую вязкость раствора при данной концентрации полимера и при наименьшей его стоимости.

В нефтепромысловом деле для полимерного заводнения чаще всего используют водный раствор полиакриламида. Этот полимер (ПАА) имеет очень высокие значения молекулярной массы ($M \sim 1 \cdot 10^6$) и длинноцепную структуру – $[\text{CH}_2 - \text{CH}(\text{CONH}_2)]_n$. Необходимо учитывать, что полиакриламид стабилен в водном растворе при температуре до ~ 100 °С. Но если в воде присутствуют двухвалентные катионы кальция и магния, то возможно частичное выпадение полимеров в осадок и ухудшение вытесняющих свойств полимерных растворов выше [3]. Необходимо также правильно рассчитывать объем оторочки закачиваемого раствора полимера. Экспериментально установлено, что для эффективного вытеснения нефти не менее 20 - 30 % порового объема пласта должно быть заполнено полимерным раствором.

Схема лабораторного стенда представлена на рисунке 1. При проведении экспериментов из ёмкости с полимерным раствором (2) через мерник (3) в параллельные колонки (5) с мелкодисперсным керновым наполнителем насосом (1) закачивают полимерные оторочки [4]. Установка снабжена двумя параллельными колонками с различной проницаемостью, что позволяет имитировать неоднородный коллектор. Основой для моделируемой среды послужили нефть и вода месторождения Z, а также дисперсный керновый материал с размерами частиц в диапазоне 0,5–1,0 мм.

Нами были проведены экспериментальные исследования на лабораторном стенде. Колонки с различной проницаемостью $k_1 = 1,0$ мкм² и $k_2 = 3,0$ мкм² были насыщены маловязкой нефтью. Объёмы наполнения колонок нефтью составили $V_1 = 20$ см³ и $V_2 = 29$ см³ соответственно. Прокачка через них воды в количестве одного суммарного порового объёма двух колонок ($V_{\text{пор}} = 49$ см³) сопровождалась вытеснением из первой (низкопроницаемой) колонки ~ 10 % содержащейся в ней нефти (2 см³), а из второй колонки было вытеснено примерно 70 % нефти (20 см³) и затем через неё начала фильтроваться практически одна вода (Рис. 2). На начальном этапе эксперимента (до момента прорыва воды) объём вытесненной нефти из высокопроницаемой колонки в десять раз превосходил объём вытесненной нефти из низкопроницаемой колонки, а затем вся нагнетаемая вода начала фильтроваться через вторую (высокопроницаемую) колонку и выход нефти из системы двух колонок заметно уменьшился (Рис. 2). Таким образом, КИН из двух колонок с нагнетанием только воды к этому времени составил $[(2+20)/(20+29)] \times 100\% = 45\%$.

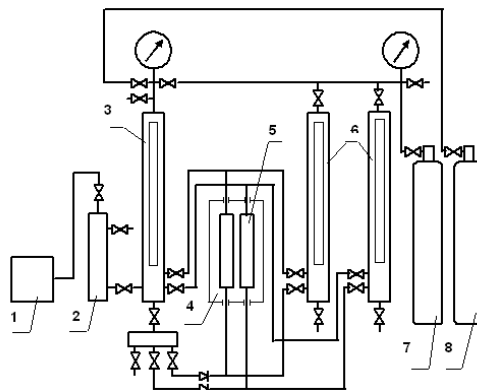


Рис. 1 Лабораторный стенд для определения КИН

Затем, после прокачки одного порового объема (49 мл), ёмкость 2 установки (Рис. 1) загрузили водный раствор ПАА (0,2 %) и сформировали полимерную оторочку объемом 12 мл, составляющую ~24 % от общего порового объема двух колонок. Вслед за введенной полимерной оторочкой и при продолжении нагнетания воды в количестве ещё одного порового объема наблюдалось затухание нефтевытеснения из уже обедненной нефтью второй колонки и интенсификация нефтевытеснения из первой (низкопроницаемой) колонки (Рис. 2). После прокачки через систему из параллельных колонок второго объема воды из низкопроницаемой колонки дополнительно было вытеснено 7 мл нефти, а из высокопроницаемой колонки ещё 3 мл нефти. Следовательно, суммарная нефтеотдача возросла на 20 % и суммарный КИН составил $[(9+23)/(20+29)] \times 100\% = 65\%$.

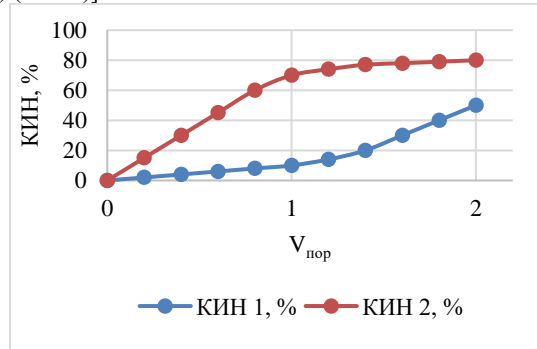


Рис. 2 Зависимость коэффициента извлечения нефти (КИН) от объема прокачанного флюида через две колонки: 1 – КИН 1; 2 – КИН 2

Литература

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. – Новосибирск: Изд-во «Наука», 1995. – 198 с.
2. Манжай В.Н., Поликарпов А.В., Рождественский Е.А. Применение нефтерастворимых полимеров для повышения нефтеотдачи пластов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 328, № 12. С. 29-35.
3. Миловидов К.Н., Колчанова Т.И. Мировая практика применения методов повышения нефтеотдачи // НТЖ «Нефтегазопромысловое дело». – 2002. – № 8. – С. 46 – 48.
4. Шубин А., Шустер М. Химия и нефть. Щелочь-ПАВ-полимерное заводнение – эффективный метод увеличения нефтеотдачи // Приложение к журналу «Сибирская нефть». – 2014. – № 2/109. – С. 17 – 25.

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ПОДБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Милич Йована, Раупов И.Р.

Научный руководитель - доцент И.Р. Раупов

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время более половины фонда эксплуатационных скважин в России нуждается в применении технологий водоизоляционных работ (ВИР) [3]. Основными предпосылками проведения ВИР являются переход месторождений на завершающую стадию разработки, и, соответственно, повышение обводненности добываемой продукции [3, 7].

Анализ имеющегося как отечественного, так и зарубежного опыта не позволяет определить универсальный подход к подбору скважин-кандидатов для проведения ВИР. В настоящее время разработано множество методик по подбору скважин-кандидатов, например: экспресс-анализ состояния фонда скважин, диагностика водопритоков графическим методом [1], методами статистического и вероятностного моделирования [2, 5], построение функций ожидания [1, 6], подбор на основе гидродинамического моделирования, подбор скважин-кандидатов по причинам обводненности, комплексный [9] и поэтапный [6] подходы к подбору скважин-кандидатов для проведения ВИР.

Современные методические аспекты повышения эффективности проектирования ВИР предполагают комплексный подход к подбору скважин-кандидатов. Такой подбор состоит из 4 этапов, в течение которых выделяются скважины с избыточной обводненностью, определяются причины обводненности, а также обосновывается и прогнозируется эффективность проведения ВИР на потенциальной скважине-кандидате [9].

Анализ всех известных методик позволяет сделать вывод о том, что в их основу заложены три основных принципа, а именно: сопоставление показателей разработки месторождения, применение граничных условий применения технологий ВИР и выявление причин обводнения [2]. Каждая из вышеперечисленных методик отличается определенными преимуществами и недостатками и выбор одной из них зависит от ряда таких факторов, как количество и качество исходных данных и ресурсов, временные ограничения для подбора скважин-кандидатов.