

**АНАЛИЗ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ КОМПАНИИ ПАО «САРАТОВНЕФТЕГАЗ»**

**В.А. Ломякин, Е.Э. Очиров, И.В. Шарф**

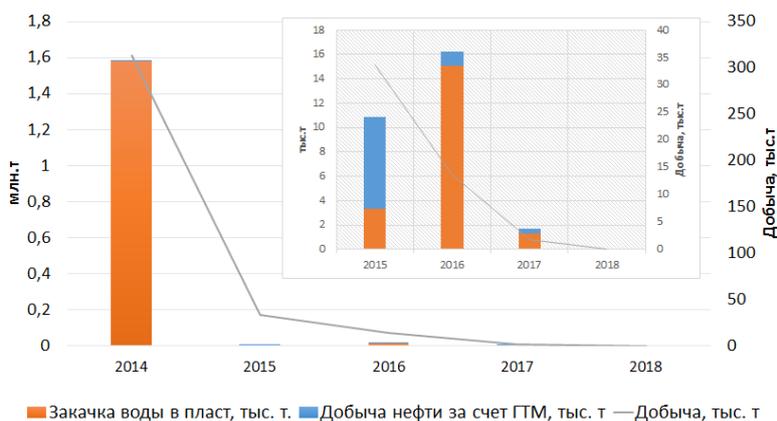
Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время период добычи легкодоступной нефти, по мнению многих специалистов, находится на стадии завершения, в связи с этим возникает необходимость использовать новые методы воздействия на пласт, позволяющие извлекать о статочные запасы нефти. В настоящее время наиболее распространенным является метод закачки воды, основным последствием которого является обводненность.

Обводненность продукции большинства разрабатываемых месторождений России является серьезной и распространенной проблемой нефтяной отрасли. В связи с применением длительное время закачки воды встает в опрос о б уменьшении количества добываемой воды с целью снижения эксплуатационных расходов и увеличения добычи нефти в сложных условиях, что влечет необходимость совершенствования применяемых геолого-технических мероприятий (ГТМ). Проблема состоит в том, что эффективность применяемых сегодня технологий ограничения водопритоков остается не высокой. Это связано с недостаточным пониманием причин поступления воды в добывающие скважины и, как следствие, с неправильным подбором материалов и технологий ремонтно-изоляционных работ.

Рассмотрим эффективность применения ГТМ на примере ПАО «Саратовнефтегаз» и выявление положительных и негативных факторов. ПАО «Саратовнефтегаз» – одна из крупнейших компаний. Сейчас в разработке на территории Саратовской и Волгоградской областей находятся свыше 40 месторождений. Востребованность ГТМ обусловлено динамикой добычи нефти, которая с периода с 2014-2018 уменьшается. Как было выше с казано, основным методом воздействия на пласт является закачка воды. Рассмотрим, какие методы используются в компании «Саратовнефтегаз».



**Рис. 1 Добыча нефти с применением искусственных методов воздействия на пласт**

На рисунке 1 наблюдается, что добыча нефти осуществляется преимущественно с применением методов закачки воды. Методика обеспечивает высокий отбор сырья сразу по двум критериям. Первый – поддержка постоянно высокого пластового давления, второй – физическое проникновение воды в толщу нефтяных пластов. При этом эффективность метода закачки воды падает, так как добыча нефти за счет проведения ГТМ в пласте практически снижается.

Главными причинами поступления воды в добывающие скважины можно назвать негерметичность обсадного кольца; поступление воды из близлежащих водоносных горизонтов, не являющихся объектами разработки; опережающий прорыв закачиваемой в пласт воды по высокопроницаемым каналам и пропласткам. Возникновение тех или иных причин связано в первую очередь с геологическим строением залежи, а также с особенностями применяемой на месторождении системы разработки. Указанные проблемы характерны для всех нефтегазовых компаний, в том числе для компании «Саратовнефтегаз».

Для проведения анализа были рассмотрены данные из годовых отчетов по добывающим скважинам действующего фонда (рис.1) данной компании.

На рисунке 2 видно, что в 2014 году заводнение, наряду с повышением интенсивности нефтеотдачи, может привести к резкому повышению обводненности скважин, а также влияет на характер смещения водонефтяного контакта за период эксплуатации. С 2015 года добыча нефти резко падает, но обводненность сохраняет высокий процент в добываемой пластовой жидкости, это связано с тем, что разработка месторождения находится на завершающих этапах. Падение обводненности согласно фактическим данным может быть связано с тем, что были введены новые, мало обводненные участки.

**Заключение**

В результате проделанной работы были проанализированы показатели добычи нефти с применением искусственных методов воздействия на пласт и динамики обводненного пласта в компании ПАО «Саратовнефтегаз». Исходя из анализа годовых отчетов, можно сделать вывод, что добыча нефти осуществляется преимущественно с применением методов закачки воды, что ярко выражено в 2014 году. Одной из главных проблем компании является

высокая обводненность. Геологические показатели и показатели разработки комплексно влияют на обводнение скважин. Быстрому росту обводненности способствует применяемая на месторождении система заводнения, которая в результате неоднородности пласта по проницаемости не обеспечивает равномерной разработки залежи.

Литература

1. Годовой отчет по результатам 2014-2018 года ПАО «Саратовнефтегаз».
2. Официальный сайт ПАО «Саратовнефтегаз» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sng.ru/> (дата обращения: 01.11.2019).
3. Кочнева О.Е., Ендальцева И. А. Причины и анализ обводненности башкирско-серпуховской залежи Уньвинского нефтяного месторождения Соликамской депрессии //Вестник Пермского Университета. Геология. – 2012. – №. 3 (16).
4. Кочнева О. Е., Лимонова К. Н. Оценка обводненности скважин и продукции Яснополянской залежи Москудьинского месторождения //Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2014. – №. 10.
5. Шевелев М. Б. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений с переслаивающимися коллекторами в условиях техногенного трещинообразования. – 2013.

**ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАЧКИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В ПЛАСТ**

**А.И. Людкевич, С.В. Репчук**

Научный руководитель - доктор PhD В.С. Рукавишников

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Необходимость развития минерально-сырьевой базы обуславливает ввод в разработку месторождений в отдаленных труднодоступных районах. При этом отсутствие местных потребителей и большое расстояние до центров переработки и сбыта газа зачастую ставит проблему утилизации ПНГ и сдерживает реализацию новых проектов. В данной работе обосновывается возможность обеспечения рентабельности утилизации ПНГ в сочетании с высокой эффективностью разработки новых месторождений.

Целью работы является оценка экономических показателей при переработке ПНГ в CO<sub>2</sub> для использования в МУН на нефтегазоконденсатном месторождении.

В качестве объекта исследования нами было выбрано месторождение X, слогаемое продуктивными пластами Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>5</sub>, М<sub>1-10</sub>; расчеты производились для куста №20. Месторождение расположено в 30 км от УПН и введено в сезонную эксплуатацию в марте 2018 г. Пик добычи нефти согласно проектному документу составит 265 тыс. т. в 2034 г., ПНГ – 183 млн. м<sup>3</sup> в 2035 г.

Согласно сформированной в рамках проекта схеме процесса разработки, установка получения CO<sub>2</sub> будет находиться на УПН, где производится отделение ПНГ из продукции скважин всего лицензионного участка.

Получение CO<sub>2</sub> из ПНГ представляет собой не что иное, как аминный процесс: ПНГ сгорает, образуя дымовые газы, которые проходят несколько стадий очистки, после чего отделившийся CO<sub>2</sub> компримируется, осушается и охлаждается для хранения в специальных емкостях.

Полученный на УПН CO<sub>2</sub> необходимо транспортировать на месторождение до точки закачки. В нашем случае существует 2 варианта транспортировки: 1. Строительство трубопровода длиной 40 км до куста №20 месторождения X с расположенными на нем насосными станциями. 2. Перевозка жидкого CO<sub>2</sub> автоцистернами по автодороге круглогодичного использования. Поступивший на месторождение CO<sub>2</sub> разгружается в промежуточные емкости для хранения и дальнейшей закачки в нагнетательные скважины при помощи насосов высокого давления.

Для двух вариантов транспортировки CO<sub>2</sub> и внесения изменений в систему наземной инфраструктуры были рассчитаны дополнительные инвестиции на реализацию МУН (таблица).

*Таблица*

*Дополнительные инвестиции на реализацию МУН*

<i>Вариант 1. Трубопроводный транспорт</i>			<i>Вариант 2. Перевозка CO<sub>2</sub> автоцистернами</i>		
Наименование	кол-во	Сумма, млн. руб.	Наименование	кол-во	Сумма, млн. руб.
<b>Капитальные затраты</b>			<b>Капитальные затраты</b>		
<b>1 272,71</b>			<b>832,75</b>		
2 Установки получения CO <sub>2</sub> производительностью 120 т/сут с 2×50 м <sup>3</sup> емкостями хранения жидкого CO <sub>2</sub> (ASCO) + СМР	2	748,5	2 Установки получения CO <sub>2</sub> производительностью 120 т/сут с 2×50 м <sup>3</sup> емкостями хранения жидкого CO <sub>2</sub> (ASCO) + СМР	2	748,5
Артезианская скважина с дебетом 300 м <sup>3</sup> /сут	4	12,3	Артезианская скважина с дебетом 300 м <sup>3</sup> /сут	4	12,3
Насосная станция перекачки CO <sub>2</sub>	2	118,9	Заправочная станция для автоцистерн производительностью 240 т/сут	2	3,2