

8. Рамазанов Р.Г. Анализ эффективности разработки небольших месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в Татарстане / Р. Г. Рамазанов, З. С. Идиятуллина // Нефтяное хозяйство. 2010. – №2. – С. 66 – 69.
9. Тянь Ю., Бао Я., Сиднев А.В. Вязкая нефть и термический метод ее добычи в России, Китае и США / Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. Уфа: Изд-во «Монография», 2008. – Выпуск V. – С. 220 – 221.
10. Хисамов Р.С. и др. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей / Хисамов Р.С., Султанов А.С., Абдулмазитов Р.Г., Зарипов А.Т. – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2010. – 335 с.
11. Хусаинов Р.Р. Обоснование комбинированной технологии повышения нефтеотдачи пластов с применением поверхностно-активных веществ и плазменно-импульсной технологии// Дис. на соиск. степени канд. техн. наук. – Санкт-Петербург, 2014. – 146 с.
12. Шевченко А.К., Еременко М.М. Особенности термозаводнения нефтяных пластов осложненных зонами палеорусел // Научно - технический журнал «Геология нефти и газа», 1992. – №11, с.55– 59.

### МОДЕЛИРОВАНИЕ СТРОЕНИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЛИНЗОВИДНЫМ КОЛЛЕКТОРОМ

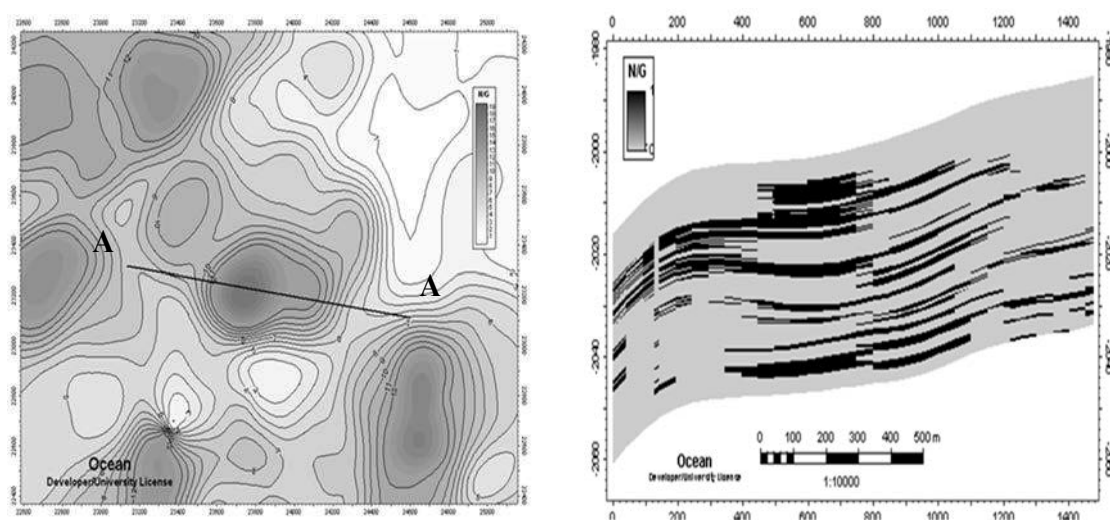
**А.В. Степико**

Научный руководитель доцент Ш.Р. Садретдинов

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

В настоящее время во всем мире идет активное вовлечение в разработку трудно извлекаемых запасов нефти и газа. Одним из таких объектов являются месторождения, представляющие собой невыдержанные по простиранию геологические тела с формой распространения от линзовидной до рукавообразной и полосовидной. Основная проблема при разработке таких месторождений связана в первую очередь с поддержанием пластового давления в виду очень сильной расчлененности коллектора [2].

Целью данной работы является исследование различных способов моделирования свойств пород для лучшего воспроизведения пластового давления в процессе разработки месторождений с высокой степенью расчлененности коллектора. В рамках данной работы была рассмотрена проблема проведения гидродинамических расчетов для коллекторов такого типа. Исследования проводились на модели месторождения Томской области. Сложность моделирования данных месторождений заключается в маленьком объеме линз коллектора и низкой связности таких линз друг с другом. На рисунке 1 представлена карта эффективных толщин и разрез куба литологии, несмотря на значительную эффективную толщину, коллектор в разрезе представляет собой несколько гидродинамически не связанных линз.



**Рис.1 Карта эффективных толщин коллектора и разрез куба литологии по линии А–А**

При моделировании выдержанных по песчаности коллекторов для задания граничных условий давления либо используются множители порового объема, либо задается аквифер. В условиях высокой расчлененности коллектора, данные методы не эффективны, так как не взаимодействуют со всеми линзами коллектора, а связаны только некоторыми из них или не связаны вообще.

В процессе адаптации на опробования и расчете прогнозных вариантов в модели происходит аномально быстрое снижение давления. Стандартным решением данной проблемы является увеличение поля проницаемости и применение множителей проводимости на скважину. Однако, при таком подходе есть вероятность получить завышенные стартовые дебиты для прогнозных скважин. Для того что бы сохранить исходные фильтрационно-емкостные свойства коллекторами, была предложена следующая методика основанная на том, что величина пластового давления связана с энергией деформированной породы. Обычно в цифровых моделях учитывается сжимаемость только породы-коллектора, это делается для того, чтобы сократить время расчета, но в условиях линзовидного и несвязанного коллектора для поддержания пластового давления имеет смысл также учитывать и энергию непроницаемых пород.

Методика исследования заключается в том, что для имеющейся сжимаемости коллекторов будет внесена поправка на учет окружающих непроницаемых пород. Возможность таких корректировок обоснована тем, что данные по сжимаемости пород исследуется на небольшом объеме отобранных образцов и определяются с низкой точностью, а также зачастую берутся с месторождений аналогов [1].

В практической части работы были проведены расчеты прогнозного варианта с коэффициентом сжимаемости, увеличенным в два, пять, десять, двадцать и сто раз. Полученные результаты были сравнены с расчетами модели с исходной проницаемостью и коэффициентом сжимаемости. Результаты исследований динамики пластового давления, измеренного по девяти точкам для скважины 1, представлены на рисунке 1.



Рис.2 Результаты сравнения расчетов с разной сжимаемостью

В ходе проведения расчетов было определено влияние изменения величины коэффициента сжимаемости на величину начальных запасов нефти. С увеличением сжимаемости, запасы увеличиваются. Это происходит, так как сжимаемость породы влияет на величину эффективной пористости.

Таблица

Увеличение коэффициента сжимаемости	Погрешность увеличения запасов, %
2	0,028
5	0,112
10	0,252
19	0,505
100	2,811

Основываясь на проведенные численные эксперименты можно утверждать, что увеличением коэффициента сжимаемости породы можно влиять на динамику изменения пластового давления, и использовать данную методику как инструмент адаптации к фактическим замерам пластового давления по результатам гидродинамических исследований скважин. При расчетах прогнозных вариантов разработки месторождений, не введенных в эксплуатацию, необходимо еще

ориентироваться на запускные дебиты, полученные при опробовании скважин. Так же следует помнить тот факт, что изменение сжимаемости порового пространства горной породы влияет на геологические запасы нефти, и в каждом отдельном случае необходимо следить за тем, чтобы величина запасов не выходила за пределы допустимой погрешности.

#### Литература

1. Практическое моделирование нефтегазовых пластов / Под ред. Майк Р. Карлсон. – Институт компьютерных исследований, 2012. – 944 с.
2. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Под ред. Ф. И. Котяхова. – М., «Недра», 1977. – 287 с.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА СКВАЖИН

**М.Е. Сундетов**

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

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

На фоне падения экспортной стоимости нефти остро встает вопрос о снижении затрат на ее добычу. В немалой степени эта проблема дает знать о себе применительно к малодебитным скважинам, которые эксплуатируются на непрерывном режиме. Оптимизировать затраты на механизированную добычу нефти позволяет режим кратковременной эксплуатации установки электроцентробежного насоса, получивший массовое внедрение на территории нашей страны.

Целью проведенного исследования является анализ метода кратковременной эксплуатации скважин и формулировка рекомендаций по корректировке данного режима.

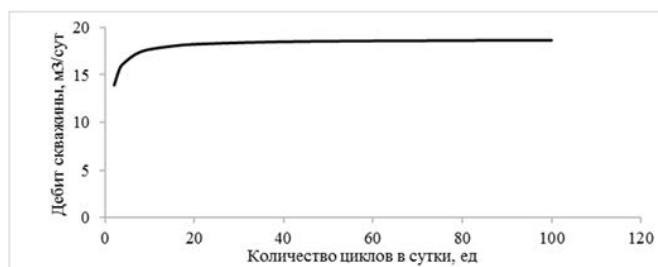
Ухудшение структуры запасов нефти, добываемой последние десятилетия, объективно приводит к осложнению условий эксплуатации добывающих нефтяных скважин. В связи с этим наблюдается массовый рост малодебитного фонда. Причина этого роста кроется в резком снижении дебита жидкости, как по старым, так и по новым скважинам.

Данная технология применяется на тех скважинах, где характеристики притока не обеспечивают надежную работу погружного оборудования (в рабочей зоне). Данный режим позволяет производить откачку жидкости из скважины в оптимальном рабочем диапазоне УЭЦН, снижая риск отказа погружного оборудования.

В режиме КЭС скважина оборудуется УЭЦН больших типоразмеров ( $Q \geq 80 \text{ м}^3/\text{сут.}$ ), имеющих наилучшие технические и эксплуатационные характеристики в кратковременном режиме, когда объем откачиваемой жидкости соответствует номинальной подаче. Суть метода заключается в подборе длительности периода работы УЭЦН (5–20 минут), в течение которого рабочая точка насоса находится в зоне максимального КПД насоса, и продолжительности бездействия скважины, достаточного для накопления жидкости в скважине для следующей откачки (40–100 минут). Типоразмер оборудования и режим откачки и накопления подбирается на основе расчета температурного режима УЭЦН (при наличии соответствующего программного обеспечения), влияния разгазирования нефти на стабильность работы ЭЦН и максимальной депрессии на пласт. В целях повышения эффективности и поддержания максимальной депрессии на пласт для увеличения продуктивности, а также для снижения риска замерзания выкидной линии до АГЗУ некоторые скважины переводят в режим с периодом накопления, близким по периоду работы.

Расчёт режима КЭС производится с учетом следующих требований. Для обеспечения максимальной добычи необходимо, чтобы усредненное забойное давление было как можно ближе к целевому давлению на приеме. При значении времени цикла более 80 минут происходит значительное снижение добычи нефти в сравнении с постоянным режимом эксплуатации. Для снижения рисков преждевременных отказов снижают количество пусков установки, так как оно имеет экспоненциальную зависимость от времени цикла. Для снижения вероятности замерзания клапанов на высокообводненных скважинах в зимний период длительность цикла необходимо выбирать из расчета минимального времени накопления.

Максимальный дебит при периодической эксплуатации можно достичь при минимальном росте динамического уровня, которое реализуется при минимальном времени накопления. Но при этом число циклов значительно возрастает, что неизбежно приведет к риску отказа оборудования.



**Рис.1** Зависимость дебита скважины от количества циклов