

На правах рукописи

ТЮ ВАН ЛЬОНГ

**АНАЛИЗ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
«БЕЛЫЙ ТИГР» СО СЛОЖНЫМИ ГЕОЛОГИЧЕСКИМИ И
ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ ЗАЛЕГАНИЯ**

Специальность 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа – 2010

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений» Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Научный руководитель доктор геолого-минералогических наук,
профессор Токарев Михаил Андреевич.

Официальные оппоненты: доктор технических наук, доцент
Хафизов Айрат Римович;

кандидат технических наук, доцент
Васильев Владимир Ильич.

Ведущая организация ГАНУ «Институт нефтегазовых технологий и
новых материалов» Академии наук РБ

Защита состоится «30» июня 2010 года в 14-00 на заседании совета по защите докторских и кандидатских диссертаций Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан «28» мая 2010 года.

Ученый секретарь совета

Ямалиев В.У.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. В настоящее время месторождения нефти и газа в магматических породах фундамента открыты практически во всех нефтегазоносных провинциях мира (Алжир, Венесуэла, Вьетнам, Египет, Иран, Ирак, Казахстан, Мексика, Саудовская Аравия, Северный Кавказ, Россия и т.д.) и составляют значительную часть мировых запасов. Однако вопросы разработки таких месторождений, в связи с длительностью процессов разработки, изучены недостаточно. Возникает и целый ряд научно-практических вопросов, связанных с контролем и регулированием разработки таких залежей, особенно залежей, разработка которых ведется с применением системы заводнения.

В последние годы актуальность изучения этих вопросов значительно возросла для всего мира как в связи с открытием в фундаменте новых крупных месторождений нефти и газа, так и с постепенным истощением запасов углеводородов (УВ) месторождений с терригенными и карбонатными породами.

В Республике Вьетнам доля добычи нефти из залежей фундамента месторождений «Белый Тигр», «Дракон», «Черный Лев» и др. превышает 90% от общей добычи нефти. Поэтому изучение вопросов по контролю и регулированию разработки этих месторождений становится более актуальным и действительно имеет большое практическое значение в нефтегазопромысловой практике.

Залежи нефти в фундаменте зачастую определяются сложными геологическими и термодинамическими условиями. Следовательно, анализ и регулирование разработки месторождений с такими условиями имеют не только научный интерес, но и исключительно большое практическое значение как для Республики Вьетнам, так и для всего мира. В диссертационной работе проведены анализ и регулирование разработки гранитоидных коллекторов кристаллического фундамента крупного месторождения «Белый Тигр» на шельфе Южного Вьетнама.

Цель работы

Совершенствование методов анализа и регулирования разработки гранитоидных коллекторов нефтяных месторождений Республики Вьетнам для повышения эффективности их разработки.

Основные задачи исследования

1 Обобщение основных особенностей геологического строения гранитоидных коллекторов месторождения «Белый Тигр». Изучение текущего состояния разработки залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» и прогноз конечных показателей разработки.

2 Создание методики регулирования процесса разработки залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» на основе метода материального баланса при недопущении образования газовой шапки.

3 Экспериментальное исследование эффективности работ по обработке призабойной зоны (ОПЗ) скважин месторождения с целью увеличения приемистости нагнетательных скважин с помощью полученных эффективных композиций химреагентов.

4 Оценка эффективности методов контроля за изменением положения искусственного водонефтяного контакта (ИВНК) в залежи фундамента месторождения «Белый Тигр». Определение условного положения ИВНК в гранитоидных коллекторах методом материального баланса. Адаптация метода электрометрии для контроля за изменением ИВНК в гранитоидных коллекторах.

Методы исследования

В диссертационной работе использовались методы промыслового анализа на основе геофизических исследований, математического моделирования и методы лабораторного анализа с использованием искусственных кернов.

Научная новизна

1 Установлена новая зависимость между закачкой воды в пласт и отбором жидкости для залежей Центрального свода фундамента месторождения «Белый Тигр» на основе метода материального баланса.

2 Впервые предложена методика контроля за перемещением ИВНК с помощью геофизических исследований скважин (ГИС) на основе электрометрии для условий залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» и других залежей со сходными геолого-физическими и термодинамическими условиями.

Практическая ценность

Разработанная методика подбора композиций химреагентов при обработке призабойной зоны на гранитоидные коллекторы и полученные результаты анализа разработки месторождения «Белый Тигр» используются в учебном процессе Уфимского государственного нефтяного технического университета (УГНТУ) при чтении лекций и проведении практических занятий по дисциплинам «Контроль и регулирования процесса извлечения нефти», «История развития нефтегазовой промышленности» и «История разработки крупных нефтяных месторождений», а также при курсовом и дипломном проектировании со студентами горно-нефтяного факультета по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на 59-й и 60-й научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых Уфимского государственного нефтяного технического университета (2008, 2009 гг.), в II и III Всероссийских смотрах научных и творческих работ иностранных студентов и аспирантов вузов Российской Федерации (г. Томск, 2008 и 2009 гг.), на Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (г. Красноярск, 2008 г.).

Публикации

По теме диссертации опубликованы 10 научных работ, в том числе 5 статей, 3 из которых опубликованы в ведущих рецензируемых журналах в соответствии с перечнем ВАК Минобрнауки РФ.

Объем и структура работы

Диссертация изложена на 141 странице машинописного текста и включает введение, 4 главы, 45 рисунков, 25 таблиц, основные выводы и рекомендации. Список литературы содержит 142 наименования и приложение, изложенное на 6 страницах.

Автор благодарит профессора М.А. Токарева за научное руководство, заведующего кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений» профессора Ю.В. Зейгмана за постоянную помощь в работе, коллектив кафедры «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений» за помощь в проведении лабораторных исследований по созданию искусственных кернов, а также выражает признательность за ценные советы к.ф.-м.н Фам Куанг Нгоку, заведующему лабораторией МиФП НИПИнефтеморгаза СП «Вьетсовпетро» Ле Динь Лангу и коллективу Отдела «Разработка нефтяных и газовых месторождений» НИПИнефтеморгаза СП «Вьетсовпетро».

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обосновывается актуальность работы, поставлены цель и задачи исследования, излагаются практическая ценность и научная новизна.

В диссертационной работе проведен анализ геологического строения месторождения «Белый Тигр». Результаты проведенного анализа показали, что фундамент месторождения «Белый Тигр» является нефтяной залежью с трещиновато-кавернозными коллекторами в гранитоидных породах. Отмечаются особенности распределения зон с наличием интервалов притока или приемистости внутри залежи фундамента с общей тенденцией последовательного уменьшения доли нефтеносных коллекторов по глубине. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород фундамента также уменьшаются с глубиной залежи. Залежь фундамента считается замкнутой, и ее уникальность в мировой практике заключается, прежде всего, в отсутствии подошвенной воды и в большой мощности продуктивного разреза. В залежи фундамента месторождения выделяются Северный, Центральный и Южный

своды, а также погруженный Восточный свод и Западное крыло. В настоящее время разработка нефтяных коллекторов по залежи фундамента ведется практически только на Центральном и Северном сводах. Границы между сводами выражены не четко, так как в начальный период разработки их выделение было проведено на основе гидродинамической связи скважин. Кровля фундамента находится на абсолютной (абс.) отметке -3050 м. Самый низкий предел фундамента условно принимается на абс. отметке -4850 м. Центральный свод фундамента представляется в основном гранитами, а Северный свод фундамента отличается большим разнообразием пород. Он включает гранодиориты, граниты, кварцевые монциты и субщелочные диориты.

Произведен анализ геологического строения месторождения по структурно-текстурным свойствам гранитоидных и аналогичных по генезису коллекторов. Отмечено, что состав горных пород в различных сводах фундамента месторождения «Белый Тигр» неодинаков. Причем, каждый тип горных магматических пород имеет свое значение хрупкости и других физико-химических свойств, что привело к формированию различных ФЕС пород фундамента массивного типа вследствие тектонической и гидротермальной деятельности. Это является одной из важнейших причин, объясняющих различие гидродинамической связи сводов фундамента месторождения «Белый Тигр». В объеме Центрального свода фундамента имеется хорошая гидродинамическая связь, благодаря чему происходит эффективное перераспределение пластового давления. Северный свод фундамента разбит на блоки, гидродинамическая связь между которыми слабая. Поэтому Центральный свод фундамента носит еще название «Центральный блок фундамента», а Северный свод – «Северные блоки фундамента». Таким образом, залежь фундамента месторождения «Белый Тигр» имеет крайне сложное геологическое строение, отличное от известных типов карбонатных и терригенных коллекторов. В связи с этим возникает необходимость более детального изучения геолого-промысловых и геофизических характеристик

месторождения, а также обоснования различных мероприятий с целью повышения эффективности разработки объектов.

В результате проведенного анализа разработки гранитоидных коллекторов месторождения «Белый Тигр» получены следующие результаты:

1. Скважины на месторождении эксплуатировались фонтанным и газлифтным способами. На 01.01.2009 г. фонтанный фонд составил 65 скважин, а газлифтный – 108, что составляет соответственно 37,6% и 62,4% от действующего фонда скважин месторождения. Это свидетельствует о том, что газлифтный способ эксплуатации скважин является основным и наиболее перспективным способом добычи нефти.

2. Пластовое давление Центрального свода фундамента в настоящее время больше давления насыщения (рисунок 1), а Северного – меньше. Значения пластового давления Центрального свода фундамента намного больше давления Северного. Это объясняется геологическими и термодинамическими условиями, а также большим объемом закачки в Центральный свод воды. На 01.01.2009 г. на Центральном своде фундамента работает 26 нагнетательных скважин со средней приемистостью 1500 м³/сут. Приемистость нагнетательных скважин Северного свода очень низкая. На 01.01.2009 г. на Северном своде работает только одна нагнетательная скважина с приемистостью 500 м³/сут.

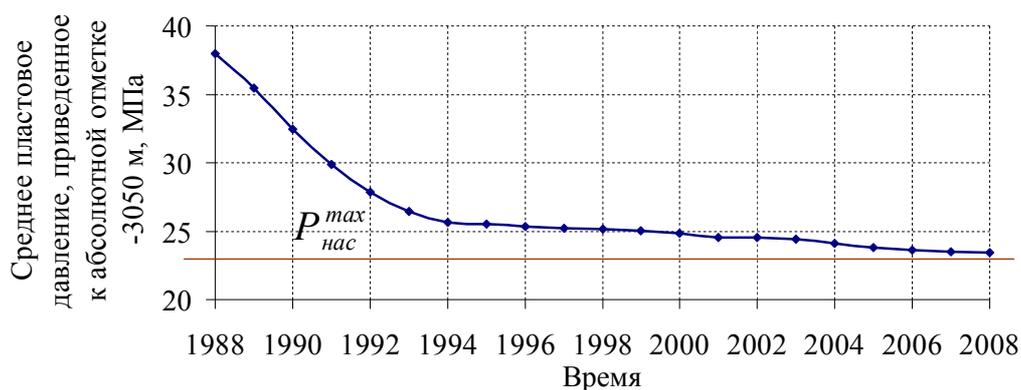


Рисунок 1 – Динамика среднего пластового давления Центрального свода фундамента месторождения «Белый Тигр» во времени

3. Газовый фактор залежи фундамента изменяется в процессе разработки следующим образом. За период 1988-1992 гг. он увеличился с 155 до 215 м³/т,

за период 1992-1997 гг. уменьшился с 215 до 175 м³/т и с 1997 г. по настоящему времени он имеет тенденцию к увеличению. На 01.01.2009 г. средний газовый фактор составляет 194 м³/т, что несколько превышает начальное газосодержание пластовой нефти. Высокий газовый фактор залежи фундамента в начале разработки объекта объясняется процессом выделения газа из нефти на забое и в призабойной зоне ряда добывающих скважин с большим дебитом нефти.

4. Процесс обводнения добывающих скважин фундамента происходит очень сложно. Считается, что все скважины фундамента имеют три характеристики обводнения: быстропрогрессирующее, постепенное и медленное. Установлено, что группа скважин с быстропрогрессирующим обводнением имеет порог обводненности, который составляет 10%. Процесс обводнения скважин такой группы происходит медленно, когда обводненность меньше 10%. В случае, когда обводненность скважин превышает 10%, то процесс обводнения скважин происходит с большой скоростью и стабилизируется на высоком уровне после того, как обводненность достигает 70-80%. В работе также изложены возможные мероприятия по регулированию обводнения скважин.

5. При проектировании разработки гранитоидных коллекторов месторождения «Белый Тигр» был избран многоэтапный подход. На первом этапе разработка залежи велась в упругом режиме вследствие значительного превышения начального пластового давления над давлением насыщения. На втором этапе осуществляется поддержание пластового давления (ППД) закачкой в залежь океанической воды. На третьем этапе предлагается продолжать закачку воды в нижнюю часть залежи и рассмотреть возможность закачки газообразных агентов в повышенную часть залежи с учетом технико-экономических показателей.

6. Основные запасы нефти месторождения связаны с фундаментом. При этом запасы нефти Центрального свода составляют 405506 тыс. т, а Северного – 62300 тыс.т. Следовательно, вопросы по регулированию разработки Цен-

трального свода фундамента являются наиболее важными по сравнению с другими объектами разработки месторождения.

7. В настоящее время залежь Центрального свода фундамента находится на стадии падающей добычи. Имеется возможность поддержания годового уровня добычи нефти на высоком уровне (рисунок 2).

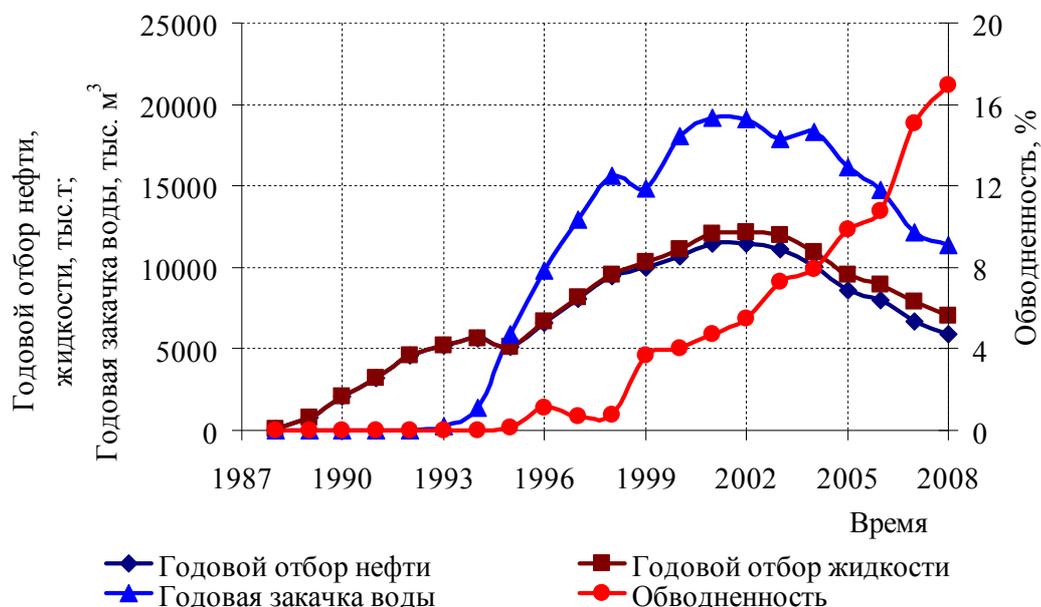


Рисунок 2 – Основные технологические показатели разработки Центрального свода фундамента месторождения «Белый Тигр»

8. Результаты прогноза конечных показателей разработки залежи фундамента по методу А.В. Копытова, представленные в таблице 1, свидетельствуют о том, что залежь фундамента месторождения «Белый Тигр» является потенциально эффективным объектом разработки в мировой практике, и о том, что система разработки залежи фундамента выбрана эффективно.

Таблица 1 – Прогнозные показатели разработки анализируемых объектов

Объект	Геологические запасы нефти, тыс. т	Извлекаемые запасы нефти по методу А.В. Копытова, тыс. т	Конечный показатель разработки	
			нефтеотдача	суммарный ВНФ
Центральный свод фундамента	405506	247627	0,61	0,071
Северный свод фундамента	62300	14873	0,24	0,123
Фундамент в целом	501269	253796	0,51	0,073

В Центральном своде фундамента пластовое давление приближается к давлению насыщения (см. рисунок 1), но вторичная газовая шапка отсутствует.

Поэтому в настоящее время актуальная задача при разработке залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» – регулирование динамики отбора флюидов и закачки в пласт воды для предотвращения образования вторичной газовой шапки в Центральном своде фундамента. В связи с этим в диссертационной работе рассмотрено применение метода материального баланса для контроля и регулирования разработки фундамента месторождения «Белый Тигр».

Выявлена необходимость применения метода материального баланса для контроля и регулирования разработки залежи фундамента месторождения «Белый Тигр». Разработано методическое обоснование применения метода материального баланса для термо- и гидродинамических условий исследуемой залежи.

Коэффициент упругоёмкости залежи с трещиноватыми коллекторами:

$$\beta^* = Q_{жс} / (V_з \cdot \Delta P), \quad (1)$$

где $V_з$ – объем залежи, дренируемой в условиях замкнуто-упругого режима; ΔP и $Q_{жс}$ – соответственно снижение давления и количество добытой из залежи жидкости.

Если в залежи имеется система заводнения, то:

$$\beta^* = (Q_{жс} - Q_{зак}) / (V_з \cdot \Delta P), \quad (2)$$

где $Q_{зак}$ – накопленная закачка в пласт воды.

Таким образом, для залежи фундамента уравнение материального баланса принимает вид:

$$Q_{жс} - Q_{зак} = \beta^* \cdot V_з \cdot \Delta P, \quad (3)$$

Все входящие параметры в уравнении (3) рассчитываются по пластовым условиям.

Для составления уравнений материального баланса для сводов фундамента месторождения «Белый Тигр» использовались следующие предположения:

- залежь фундамента месторождения «Белый Тигр» замкнута;
- пластовая температура постоянна по всей площади залежи;

- свойства пластовой и закачиваемой воды одинаковы;
- свойства нефти одинаковы по площади залежи;
- нет гидродинамической связи между сводами фундамента.

Полученное уравнение материального баланса имеет вид:

$$\text{- для Центрального свода: } Q_{Ж}^{ЦСФ} - Q_{ЗАК}^{ЦСФ} = \beta_{ЦСФ}^* \cdot V_3^{ЦСФ} \cdot \Delta P_{ЦСФ}, \quad (4)$$

$$\text{- для Северного свода: } Q_{Ж}^{ССФ} - Q_{ЗАК}^{ССФ} = \beta_{ССФ}^* \cdot V_3^{ССФ} \cdot \Delta P_{ССФ}, \quad (5)$$

где $\Delta P_{ЦСФ}$ ($\Delta P_{ССФ}$) – снижение давления на некоторой абс. отметке Центрального (Северного) свода; $Q_{Ж}^{ЦСФ}$ ($Q_{Ж}^{ССФ}$) – накопленная добыча жидкости Центрального (Северного) свода на дату расчета; $Q_{ЗАК}^{ЦСФ}$ ($Q_{ЗАК}^{ССФ}$) – накопленная закачка воды по Центральному (Северному) своду; $V_3^{ЦСФ}$ ($V_3^{ССФ}$) – объем залежи Центрального (Северного) свода; $\beta_{ЦСФ}^*$ ($\beta_{ССФ}^*$) – коэффициент упругоэластичности среды залежи Центрального (Северного) свода.

Объективные результаты при расчетах по методу материального баланса могут быть получены лишь в том случае, если в процесс перераспределения пластового давления вовлечен весь объем залежи. Поэтому расчеты по уравнению материального баланса могут давать надежные результаты только для Центрального свода фундамента.

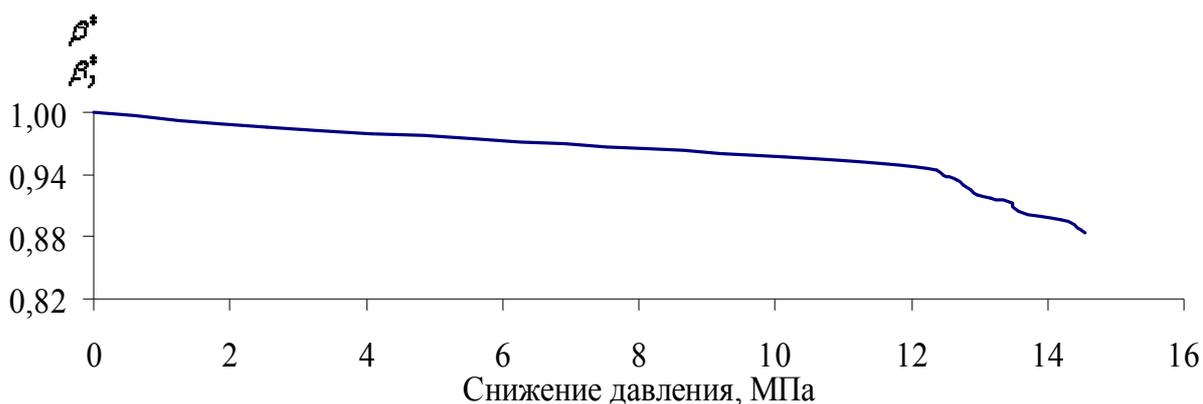


Рисунок 3 – Изменение коэффициента упругоэластичности залежи Центрального свода фундамента месторождения «Белый Тигр» β^* в зависимости от снижения пластового давления (β_o^* – коэффициент упругоэластичности залежи при начальном пластовом давлении)

Определен коэффициент упругоэластичности залежи Центрального свода фундамента месторождения «Белый Тигр» при начальном пластовом давлении ($\beta_0^* = 0,111 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$) и установлена его зависимость от снижения пластового давления (рисунок 3).

Произведен расчет динамики отбора флюидов и контроль за динамикой водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного контакта (ГНК) методом материального баланса.

К настоящему времени на месторождении «Белый Тигр» основополагающим условием обеспечения высокого уровня добычи нефти и степени выработки запасов является ППД в кровле Центрального свода фундамента, то есть на абс. отметке -3050 м, на уровне не меньше 24,0 МПа. Однако результаты анализа показали, что на 01.01.2009 г. вторичная газовая шапка в Центральном своде фундамента отсутствует, и для того чтобы она не образовалась, необходимо поддерживать пластовое давление в кровле фундамента на уровне выше только $P_{min}^{3050} \approx 21,8 \text{ МПа}$.

Установлено следующее неравенство:

$$Q_{ЗАК}^{ЦСФ-2009} \geq Q_{Ж}^{ЦСФ-2009} - (P_{2009}^{ЦСФ-3050} - P_{min}^{3050}) \cdot V_3^{ЦСФ} \cdot \beta_{ЦСФ-2009}^*, \quad (6)$$

где $Q_{Ж}^{ЦСФ-2009}$, $Q_{ЗАК}^{ЦСФ-2009}$ – соответственно накопленный отбор жидкости и накопленная закачка воды по Центральному своду фундамента после 01.01.2009 г.; $P_{2009}^{ЦСФ-3050}$ – пластовое давление Центрального свода фундамента, приведенное к абс. отметке -3050 м на 01.01.2009 г.; $\beta_{ЦСФ-2009}^*$ – коэффициент упругоэластичности среды залежи Центрального свода фундамента на 01.01.2009 г.

В уравнении (6) известными являются $P_{2009}^{ЦСФ-3050}$, P_{min}^{3050} , $V_3^{ЦСФ}$ и $\beta_{ЦСФ-2009}^*$. Следовательно получена связь между отбором жидкости и закачкой воды в пластовых условиях после 01.01.2009 г. по Центральному своду фундамента.

На основе проектных показателей разработки залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» рассмотрены варианты закачки воды в Центральный свод фундамента. Результаты расчета приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Вариация проектных и расчетных параметров при регулировании разработки Центрального свода фундамента месторождения «Белый Тигр» на основе метода материального баланса за период 2009-2013 гг.

П/п	Год	Проектные показатели, тыс.т		Закачка воды,		Режим работы залежи	Зависимость состояния ВНК и ГНК от закачки воды				Оптимальная закачка воды при текущей системе заводнения объекта, тыс. м ³	
		Отбор нефти	Отбор жидкости	Вариант закачки воды	Объем воды (в поверхностных условиях), тыс. м ³		При закачке воды, тыс. м ³	Контроль за ВНК и ГНК		Возможные схемы ВНК и ГНК при различных режимах отбора и закачки		
								№	Состояние ВНК и ГНК в залежи			
1	2	3	4	5	7	8	9	10	10	11	12	
1	2009	4450	5361	Вар.1	<7184	У+ГНР	< 911	№1	ГНК возникнет, ВНК относительно неподвижен и ГНК движется вниз	Схема 1		7800
							от 911 до 7184	№2	ГНК возникнет и движется вниз, а ВНК движется вверх с низкой скоростью			
				Вар.2	>7184	У	от 7184 до 8185	№3	ГНК отсутствует, а ВНК движется вверх со средней скоростью	Схема 2		
							> 8185	№4	ГНК отсутствует, а ВНК движется вверх с высокой скоростью			
2	2010	3897	5272	Вар.1	<7129	У+ГНР	< 1375	Состояние ВНК и ГНК по №1		Схема 1	7400	
							от 1375 до 7129	Состояние ВНК и ГНК по №2				
				Вар.2	>7129	У	от 7129 до 7745	Состояние ВНК и ГНК по №3		Схема 2		
							> 7745	Состояние ВНК и ГНК по №4				
3	2011	3316	4956	Вар.1	<6790	У+ГНР	< 1640	Состояние ВНК и ГНК по №1		Схема 1	6900	
							от 1640 до 6790	Состояние ВНК и ГНК по №2				
				Вар.2	>6790	У	от 6790 до 7060	Состояние ВНК и ГНК по №3		Схема 2		
							> 7060	Состояние ВНК и ГНК по №4				
4	2012	2893	4458	Вар.1	<6184	У+ГНР	< 1565	Состояние ВНК и ГНК по №1		Схема 1	6200	
							от 1565 до 6184	Состояние ВНК и ГНК по №2				
				Вар.2	>6184	У	от 6184 до 6294	Состояние ВНК и ГНК по №3		Схема 2		
							> 6294	Состояние ВНК и ГНК по №4				
5	2013	2547	4034	Вар.1	<5634	У+ГНР	< 1487	Состояние ВНК и ГНК по №1		Схема 1	5700	
							от 1487 до 4819	Состояние ВНК и ГНК по №2				
				Вар.2	>5634	У	от 4819 до 5650	Состояние ВНК и ГНК по №3		Схема 2		
							> 5650	Состояние ВНК и ГНК по №4				

(Примечание: У+ГНР – Упруговодонапорный режим, совмещенный с потенциальным газонапорным режимом; У – Упруговодонапорный режим)

Для улучшения процесса регулирования разработки при закачке воды важным является процесс ОПЗ нагнетательных скважин с целью увеличения приемистости. В связи с этим в диссертационной работе рассматривается комплексное исследование гранитоидных пород-коллекторов и проводится экспериментальная разработка методов воздействия на призабойную зону композициями химреагентов.

Трещины, как в фундаменте месторождения «Белый Тигр», так и в гранитоидных коллекторах месторождений нефти и газа в различных регионах мира, закрыты продуктами вторичной минерализации. Следовательно, разработана методика подбора композиций химреагентов при ОПЗ гранитоидных коллекторов, которая заключается в следующем.

Проведены исследования растворяющей способности композиций, состоящих из базовых химреагентов соляной и плавиковой кислот для следующих минералов: кварца, микроклина, ортоклаза, альбита и биотита. В исследованиях использовались четыре композиции: 4%HCl+0,5%HF, 6%HCl+0,5%HF, 12%HCl+3%HF и 13%HCl+2%HF для растворения образцов размолотой породы из исследуемых минералов за 2, 4, 6, 8, 10 и 12 часов при температуре 70⁰C и атмосферном давлении. По полученным результатам экспериментов, выполненных в лаборатории каф. РНГМ УГНТУ, построены графические зависимости в координатах «продолжительность обработки – доля растворенной породы» для каждой композиции.

Таблица 3 – Уточненный минеральный состав пород по сводам залежи фундамента месторождения «Белый Тигр»

Минералы		Содержание, %			
		Центральный свод		Северный свод	
		Предел изменения	Средняя величина	Предел изменения	Средняя величина
Альбит		13-24	18,5	14-29	21,5
Калиевый полевой шпат	Микроклин	11-25	18	15-27	21
	Ортоклаз	14 -19	16,5	17-25	21
Кварц		25-35	30	15-24	19,5
Биотит		2-10	6	7-15	11
Мусковит		0-3	1,5	-	-
Роговая обманка		-	-	0-3	1,5
Другие минералы		-	9,5	-	4,5

С учетом уточненного минерального состава пород по сводам залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» (таблица 3) построен график зависимости доли растворенной породы от продолжительности воздействия различными композициями химреагентов для Центрального свода фундамента при $T=70^{\circ}\text{C}$ (рисунок 4). Следовательно, композиция химреагентов $12\%\text{HCl}+3\%\text{HF}$ является самой эффективной для обработки гранитоидных пород-коллекторов.

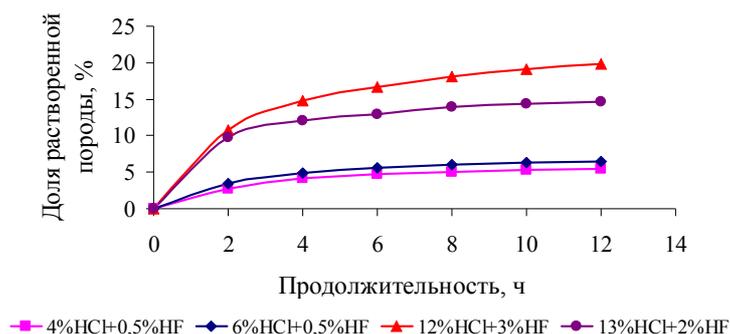


Рисунок 4 – Зависимость доли растворенной породы от продолжительности воздействия различными композициями химреагентов для Центрального свода фундамента месторождения «Белый Тигр» ($T=70^{\circ}\text{C}$)

Установлена зависимость доли растворенной породы от продолжительности воздействия композицией химреагентов $12\%\text{HCl}+3\%\text{HF}$ на гранитоидную породу Центрального свода фундамента при различных температурах (рисунок 5).

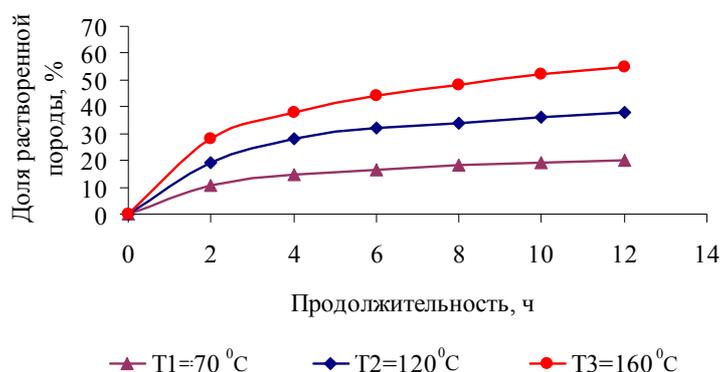


Рисунок 5 – Зависимость доли растворенной породы от продолжительности воздействия композицией химреагентов $12\%\text{HCl}+3\%\text{HF}$ на гранитоидную породу Центрального свода фундамента месторождения «Белый Тигр» при различных температурах

Из рисунка 5 следует, что композиция химреагентов 12%НCl+3%HF растворяет 40-55% массы гранитоидной породы Центрального свода фундамента при пластовой температуре (130-160⁰С).

Результаты проведенного анализа и исследования показали, что коэффициенты вытеснения нефти водой, которые определялись на моделях пласта пород фундамента месторождения «Белый Тигр», изменяются в широких пределах 0,10-0,93. Среднее значение для всей залежи фундамента составляет 0,482. Коэффициент вытеснения нефти водой в породах фундамента месторождения «Белый Тигр» уменьшается с глубиной. Это объясняется, в основном, двумя факторами – уменьшением ФЕС пород и увеличением горного давления с глубиной фундамента.

Нами определен коэффициент вытеснения нефти водой на модели пласта пород фундамента месторождения «Белый Тигр» при пластовых условиях, который составляет 0,5553. Эксперименты выполнены в лаборатории МиФП НИПИморнетегаса СП «Вьетсовпетро» на установке FDESS-100 фирмы CORELAB-США.

Результаты оценки эффективности методов контроля за изменением положения ИВНК в фундаменте месторождения «Белый Тигр» показали, что до настоящего времени положение ИВНК в фундаменте определялось тремя методами: методом эксплуатационного каротажа (Production Logging Tools, PLT); методом забойных давлений; методом аналогии, основанным на положении текущего ИВНК соседних скважин. При этом PLT является основным методом определения положения ИВНК в залежи фундамента, результаты обработки которого характеризуют только условное положение ИВНК в фундаменте. Сделан вывод о том, что существующие методики не прояснили истинного положения ИВНК в фундаменте.

Нами установлено условное положение ИВНК в Центральном своде фундамента месторождения «Белый Тигр» на основе метода материального баланса. Его динамика во времени приведена на рисунке 6.

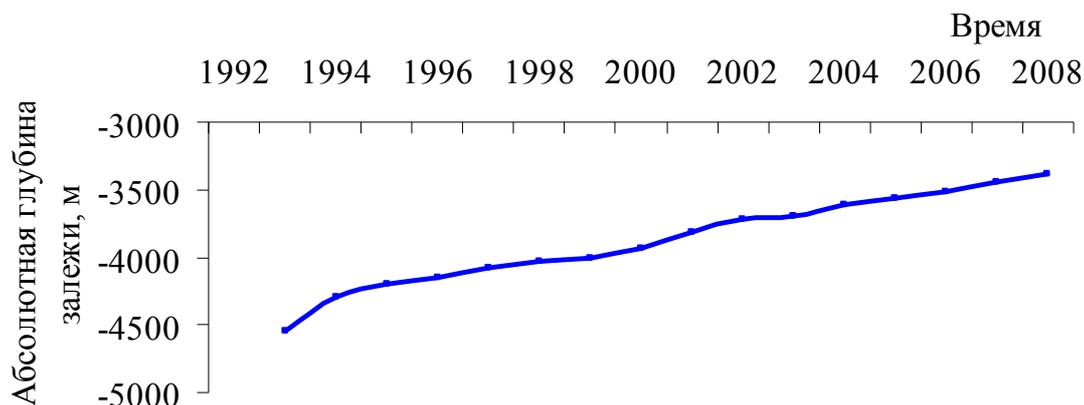


Рисунок 6 – Динамика условного положения ИВНК в Центральном своде фундамента месторождения «Белый Тигр» во времени

В работе проведена адаптация метода электрметрии для контроля за перемещением истинного положения ИВНК в гранитоидных коллекторах. Метод заключается в следующем.

При обводнении гранитоидных коллекторов фундамента закачиваемой морской водой в обводненных интервалах и вероятных нескольких ИВНК информативность ГИС повысится, а обводненные интервалы можно рассматривать как сложенные кирпичиками или блоками. Соединение систем блоков и трещин-каверн в зависимости от применяемых методов окажется или параллельным, или последовательным. При исследовании обводненных интервалов обычными зондами электрического каротажа система блоков и трещин-каверн будет соединена параллельно, а при применении фокусированных зондов – последовательно.

В случае обе системы пористости рассматриваются как включенные параллельно в измерительную цепь установки с малой глубиной исследования, то можно записать равенство:

$$\frac{I}{\rho_{знт}} = \frac{v \cdot k_{n.общ}}{\rho_{\phi}} + \frac{(1-v) \cdot k_{нб}}{\rho_{нб}}, \quad (7)$$

где $\rho_{нб}$ – удельное сопротивление отдельных блоков насыщенных нефтью; $\rho_{внб}$ – удельное сопротивление отдельных блоков полностью насыщенных закачиваемой водой; ρ_{ϕ} – сопротивление трещин и каверн;

$\rho_{знт}$ – сопротивление, полученное зондом с малым радиусом исследования;
 v – объем открытых пор; $k_{нб}$ – пористость блоков; $k_{н.общ}$ – коэффициент общей пористости по нейтрон-нейтронному каротажу (ННК).

Аналогично можно записать равенство для установки с большой глубиной исследования:

$$\frac{I}{\rho_{нт}} = \frac{v \cdot k_{н.общ.}}{\rho_{внб}} \cdot k_{эм} + \frac{(1-v) \cdot k_{нб}}{\rho_{нб}}, \quad (8)$$

где $\rho_{нт}$ – сопротивление незатронутой проникновением части пласта;
 $k_{эм}$ – водонасыщенность трещин и каверн в этой зоне.

Таким образом, получены два уравнения с тремя неизвестными – $v, \rho_{внб}, \rho_{нб}$. Значения объема открытых пор получают независимым путем, то есть данным акустического каротажа (АК) или по керну. Остаются две неизвестные величины ($\rho_{внб}, \rho_{нб}$) и два уравнения.

В случае если применяется система зондов с фокусировкой тока, удельное сопротивление будет соответствовать последовательному соединению блоков и систем трещин-каверн в измерительную цепь. Можно записать систему уравнений:

$$\begin{cases} \rho_{знт} = v \cdot k_{н.общ.} \cdot \rho_{\varphi} + (1-v) \cdot k_{нб} \cdot \rho_{нб} \\ \rho_{нт} = v \cdot k_{н.общ.} \cdot k_{эм} \cdot \rho_{внб} + (1-v) \cdot k_{нб} \cdot \rho_{нб} \end{cases} \quad (9)$$

Определяя параметр v способом, как было показано выше, получим два уравнения с двумя неизвестными. Отметим, что система уравнений получена с использованием элементарных законов Ома и Кирхгофа, а их решение после несложного программирования возможно на ЭВМ. Таким же образом получим дальнейшие подсчетные параметры.

Так как формулы (8) и (9) громоздки, то при их использовании сопротивление пласта $\rho_{пл}$ предлагается определять одним из методов электрометрии. Из-за отсутствия такой возможности задача заключалась в определении $\rho_{пл}$ для коллекторов, обводненных океанической водой. Сопротивление необводненных интервалов будет стремиться к бесконечности.

Чтобы избавиться от громоздких вычислений и повысить точность, следует предположить следующее:

- прорыв закачиваемых вод в эксплуатационные скважины происходит по наиболее пористым трещинно-кавернозным частям продуктивной толщи;

- океаническая вода плотностью $1,023 \text{ г/см}^3$ при температуре 150°C будет иметь сопротивление $0,11 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;

Общая пористость на исследуемом интервале определяется результатами исследований АК и ННК. По величине общей пористости определяется величина относительного сопротивления $P_{отн}$ по формуле Арчи:

$$P_{отн} = k_{п.общ}^{-2,2} \quad (10)$$

$$\text{Сопротивление пласта: } \rho_{пл} = P_{отн} \cdot \rho_{пл.в.}, \quad (11)$$

где $\rho_{пл}$ – сопротивление пласта; $\rho_{пл.в.}$ – сопротивление пластовой воды.

На основе приведенных формул и предположений рассчитывались значения $\rho_{пл}$ при различной пористости (рисунок 7).

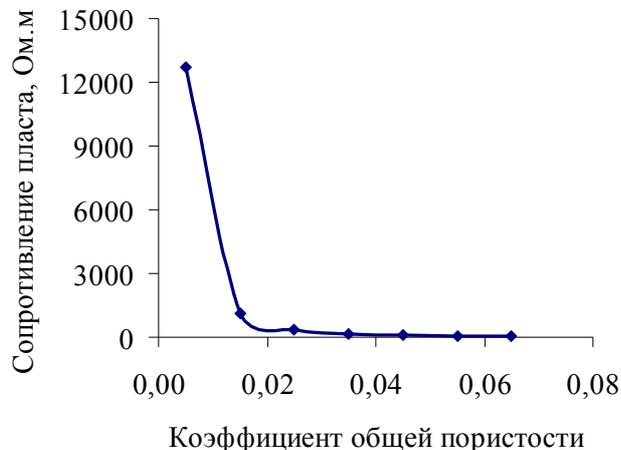


Рисунок 7 – Зависимость сопротивления пласта от коэффициента общей пористости по формуле Арчи

Как видно из рисунка 7 при росте общей пористости отмечается резкое падение значений сопротивления пласта, что является диагностирующим признаком трещиноватости и свидетельствует о правильности выбора методики подсчета. Интервал значений пористости выбран для вероятного прорыва закачиваемых вод. Расчеты для различных значений общей пористости

выполнены при одном значении температуры, которая соответствует пластовой. Следовательно, в случае прорыва закачиваемой океанической воды электрометрия будет самым надежным методом выявления интервалов обводнения в продуктивной толще. Ввиду отсутствия исследований нами построена синтетическая кривая относительного изменения параметров при использовании методов электрометрии в случае прорыва закачиваемых вод в интервалы продуктивного пласта (рисунок 8).

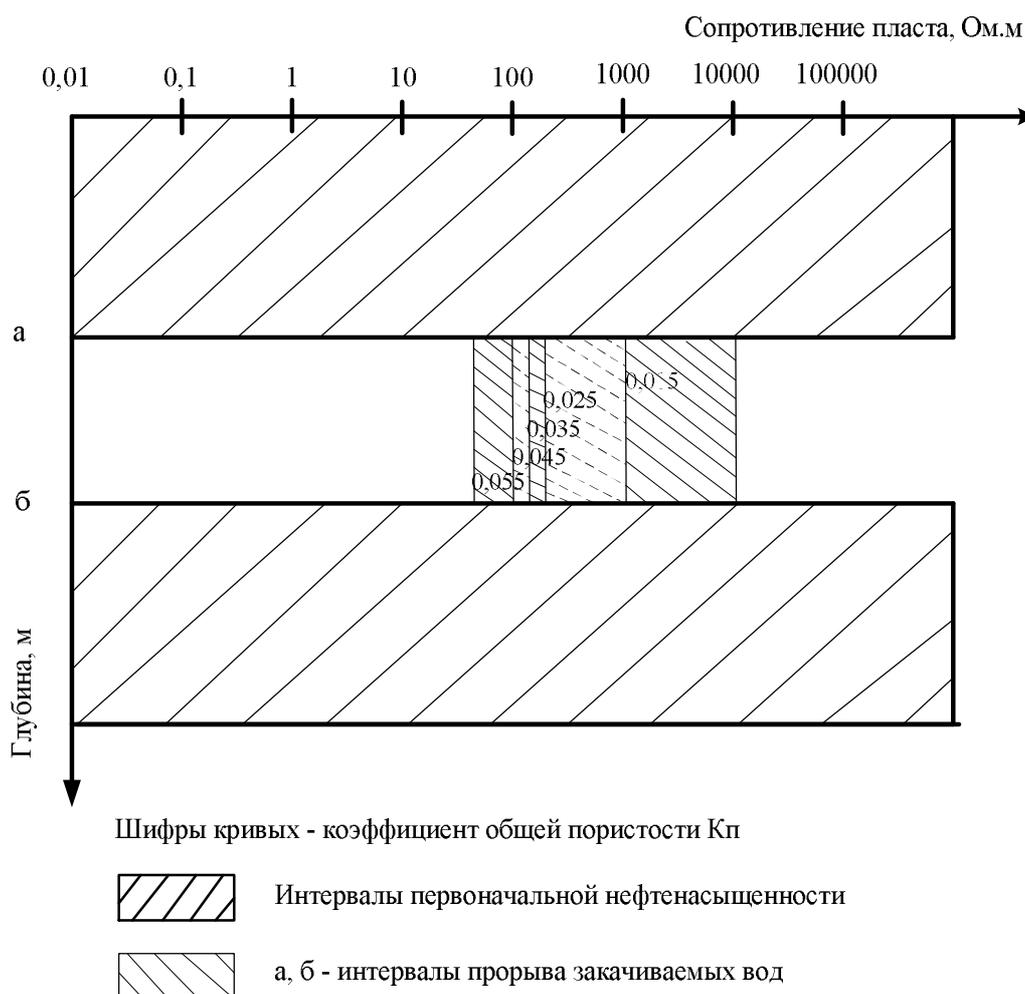


Рисунок 8 – Синтетическая кривая относительного изменения сопротивления пласта от глубины при пластовой температуре

Таким образом, с помощью метода электрометрии находятся интервалы обводнения в продуктивной толще. Данная методика позволяет проводить контроль за изменением ИВНК в гранитоидных коллекторах месторождения «Белый Тигр».

Основные выводы и рекомендации

1 Залежь фундамента месторождения «Белый Тигр» имеет крайне сложное геологическое строение. Породы-коллекторы фундамента представляют собой неоднородную среду с «двойной» пустотностью, имеют трещинный и каверновый характеры. Ввиду отсутствия аналогичных месторождений в мировой практике разработка фундамента месторождения «Белый Тигр» осуществляется в несколько этапов. В диссертационной работе проведен анализ текущего состояния разработки фундамента месторождения «Белый Тигр» и выявлены темпы роста обводненности группы скважин фундамента с быстропрогрессирующим обводнением (порог обводнения скважин – 10%). Получены результаты прогноза конечных показателей разработки по кривым падения добычи нефти (метод А.В. Копытова), которые свидетельствуют о том, что система разработки объекта выбрана эффективно.

2 Получены аналитические решения для применения метода материального баланса на базе геолого-промысловых данных месторождения «Белый Тигр» и предложены уравнения материального баланса для сводов фундамента. Определен коэффициент упругоэластичности залежи Центрального свода фундамента месторождения «Белый Тигр» при начальном пластовом давлении ($\beta_0^* = 0,111 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$) по данным в скважинах и установлена его зависимость от снижения пластового давления. Впервые предложена методика регулирования процесса разработки Центрального свода фундамента месторождения «Белый Тигр» на основе метода материального баланса, которая дает возможность предотвращения образования газовой шапки.

3 Разработана методика подбора композиций химреагентов при ОПЗ на гранитоидные коллекторы с целью увеличения приемистости нагнетательных скважин. По этой методике установлено, что композиция 12%НСI+3%HF является самой эффективной для обработки гранитоидных пород-коллекторов, которая растворяет 40-55% массы пород залежи Центрального свода фундамента месторождения «Белый Тигр» при пластовой температуре.

4 Установлена динамика условного положения ИВНК в Центральном своде фундамента месторождения «Белый Тигр» во времени на основе метода материального баланса. Разработаны методические основы проведения ГИС на основе электрометрии для контроля за изменением положения ИВНК в гранитоидных коллекторах месторождения «Белый Тигр».

Список публикаций по теме диссертации

1 Тю В.Л. Особенности геологии, разведки и разработки месторождений «Белый Тигр» и «Дракон» республики Вьетнам /В.Л. Тю, Х.Н. Нгуен, Токарев М.А. //Сборник материалов Всероссийской науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2008. Том 4. – С. 3-5.

2 Тю В.Л. Особенности распределения нефтеносности в фундаменте месторождений «Белый Тигр» и «Дракон» в республике Вьетнам /В.Л. Тю, Х.Н. Нгуен, М.А. Токарев //Материалы 59-й науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008. – С. 215.

3 Тю В.Л. О методике подбора композиций химреагентов при обработке призабойной зоны (ОПЗ) на гранитоидные коллектора /В.Л. Тю, М.А. Токарев //Материалы 59-й науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008. – С. 214.

4 Тю В.Л. Особенности распределения и изменения пластовых давлений в гранитоидных коллекторах месторождения «Белый Тигр» /В.Л. Тю, Х.Н. Нгуен //Нефтегазовое дело. – 05.06.2009. – <http://www.ogbus.ru>

5 Тю В.Л. Анализ текущего положения искусственного водонефтяного контакта в гранитоидных коллекторах /В.Л. Тю, Х.Н. Нгуен, М.А. Токарев //Материалы II Всероссийского смотра научных и творческих работ иностранных студентов и аспирантов вузов РФ. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – С. 132-136.

6 Тю В.Л. Особенности геологии гранитоидной залежи и результаты подбора композиций химреагентов при обработке призабойной зоны на гранитоидные коллектора /В.Л. Тю, М.А. Токарев //Материалы II

Всероссийского смотра научных и творческих работ иностранных студентов и аспирантов вузов РФ. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – С. 157-159.

7 Токарев М.А. Экспресс-методы исследования эффективности обработки гранитоидных пород-коллекторов композициями химреагентов /М.А. Токарев, В.Л. Тю, В.З. Ле //Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2009. – № 3. – С. 24-33.

8 Тю В.Л. Результаты экспериментов по определению растворяющей способности композиций химреагентов на синтетических гранитоидных породах /В.Л. Тю, М.А. Токарев //Материалы 60-й науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – С. 241-242.

9 Тю В.Л. Контроль за динамикой обводнения гранитоидных коллекторов месторождения «Белый Тигр» /В.Л. Тю, М.А. Токарев //Материалы 60-й науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – С. 242.

10 Токарев М.А. Методика контроля за изменением искусственного водонефтяного контакта в гранитоидных коллекторах месторождения Белый Тигр /М.А. Токарев, В.Л. Тю //Нефтегазовое дело. – 2009. – Том 7. – № 2. – С. 40-45.