

**СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО И ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ В ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**

**Н.А. Девушкин, И.Т. Сичковский**

Научный руководитель: ассистент В.Н. Бабилов

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

Ведущие специалисты нефтегазовой отрасли отмечают, что Западная Сибирь остается одним из самых крупных регионов по распространению пластовых осадочных полезных ископаемых в мире. Месторождения Западной Сибири расположены в пределах Тюменской, Томской, Новосибирской и Омской областях, общей площадью более двух миллионов квадратных километров. На данный момент Россия занимает восьмое место в мире по доказанным запасам нефти. Они оцениваются приблизительно в 74 миллиарда баррелей, что составляет около 10 миллиардов тонн. Региональные запасы бассейна Западной Сибири по некоторым оценкам составляют до 70% доказанных запасов нефти России. Но в тоже время, на сегодняшний день в пределах бассейна почти не осталось месторождений с традиционными коллекторами, которые не введены в разработку. В связи с этим крупнейшие нефтегазодобывающие компании, в том числе и в Томской области, постепенно переходят на новый уровень, запуская в разработку более глубокие горизонты с меньшей геолого-геофизической изученностью и недостаточной информацией о фильтрационно-емкостных свойствах пластов-коллекторов. По мнению ученых около 10% от запасов нефти в Западной Сибири составляет доля палеозойской нефти.

На сегодняшний день проблема извлечения палеозойской нефти остается актуальна. Не определены и не сформированы методики, которыми возможно руководствоваться при разработке залежей палеозойского возраста. Помимо трудности извлечения запасов, так же существуют сложности с определением физико-химических характеристик пласта, интерпретацией данных по исследованию керна и результатов геофизических исследований. Еще одна проблема, с которой сталкиваются недропользователи, это попутный пластовый нефтяной газ, который необходимо утилизировать. В Томской области, как правило, нефте-газовые залежи в палеозойских отложениях приурочены к коре выветривания, которая представлена трещиновато-кавернозными известняками, нередко с распространенной «газовой шапкой». Оценка трещиноватости является намного более сложной проблемой, чем оценка пористости и проницаемости типичного порового коллектора. Фактически трещиноватость зависит от распределения механических напряжений в горной породе и ее прочностных свойств. Основные характеристики трещиноватости (результаты трещинообразования), такие как раскрытость трещин, их размер, распределение, ориентация и т. д., будут связаны с характером напряженного состояния и типами пород (хрупкие или пластичные), их структурными особенностями, глубиной залегания (давлением вышележащих пород), литологией, мощностью пласта и т. д. [1]. Трещиноватый коллектор имеет высокую проницаемость и в перспективе позволяют получать высокие дебиты. Опыт строительства скважин со вскрытием палеозоя показывает, что, как правило, при бурении скважин в трещиновато-кавернозных породах следует ожидать интенсивных поглощений бурового раствора, вплоть до катастрофических и полных. При этом ситуация зачастую осложняется высоким газовым фактором и поглощения могут сопровождаться газонефтепроявлениями.

Компания ООО «Газпромнефть-Восток» проводит работы по освоению палеозойских отложений уже на протяжении десяти лет. Первопроходцем стало Урманское месторождение — на долю этого участка приходится треть всех запасов нефти, доказанных и утвержденных на шести месторождениях компании. На сегодняшний день добыча на Урманском месторождении из доюрских пластов составляет 2,5 млн тонн нефти.

В рамках опытно-промышленной программы по освоению палеозоя заложено бурение скважин на Арчинском месторождении (наклонно-направленную пологую и горизонтальную) на кусту 1бис.

Фактические данные скважины № 1124, куст 1бис, месторождение Арчинское:

Фактическая глубина 3889 по стволу, 3132 по вертикали.

Направление 324мм. (0- 300 м)

Кондуктор 245мм. (300-1191м.)

Эксплуатационная колонна 178мм. (1191-3752м.)

Хвостовик 127мм. (3602-3889м.)

Общее время, затраченное на строительство интервала под спуск 127мм. хвостовика составило: 16 суток.

Угол входа в продуктивный пласт 73 градуса.

Цементировка хвостовика не производилась. Хвостовиком послужила 127мм перфорированная труба.

ГРП не предусматривалось.

Ожидаемый дебит 100 т/сут.

Проведены испытания ГИС: проведен расширенный комплекс ГИС компанией «Шлюмберже Лоджелко Инк.» на трубах. Записан полный комплекс. Первый спуск приборов PEX-AIT-HNGS, (акустическое зондирование микромеджер АКШ). Общее время бурения скважины составило 42 дня.

Так же, на месторождениях ООО «Газпромнефть-Восток» была опробована технология бурения хвостовиков на обсадных трубах. За период 2009-2013 годов пробурено порядка 20 скважин. Технология предложена компанией «Weatherford». Как современная технология, позволившая минимизировать риски аварийных ситуаций, бурение на обсадных трубах показала себя с лучшей стороны, но не получило широкого распространения в силу отсутствия возможности изучения продуктивного горизонта геофизическими

методами. С учетом возрастающих потребностей в проведении геофизических исследований в горизонтальных и пологих скважинах, для реализации этой технологии с одновременным проведением комплекса ГИС требуются специальные обсадные трубы.

По сложившейся практике бурение на палеозойские отложения осуществляется по традиционным технологиям. Как правило, конструкция скважины определена следующей: направление, кондуктор, эксплуатационная колонна, спускаемая в кровлю палеозойских отложений и эксплуатационный хвостовик. После спуска эксплуатационной колонны углубление осуществляется малым диаметром (долото 152.4мм) со спуском хвостовика и креплением его на подвесном устройстве в эксплуатационной колонне. Такая же конструкция применяется и при бурении наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием или с углами вскрытия продуктивного пласта 60-80 градусов.

Из опыта бурения на палеозойских месторождениях Томской области известно, что баланс плотности бурового раствора находится в пределах 1,10-1,12 г/см<sup>3</sup>: при плотностях ниже 1,10 г/см<sup>3</sup> наблюдается повышенное содержание газа в буровом растворе и опасность возникновения нефтегазопроявления; при превышении плотности - поглощения бурового раствора. Так же опасность поглощения бурового раствора связана с неоднородностью трещиноватых коллекторов, что вносит свои коррективы в технологический процесс строительства скважин.

Технология бурения в условиях поглощений (особенно катастрофических) весьма сложна, а вероятность газонефтепроявлений зачастую делает такое бурение аварийноопасным, либо не возможным без применения специальных технических средств или технологических решений. Особую роль в решении предотвращений осложнений, связанных с поглощениями должно сыграть применение новых систем буровых растворов. На месторождениях ООО «Газпромнефть-Восток» при бурении со вскрытием палеозоя, в период 2006-2009 годов была опробована система бурового раствора «Дрил-Плекс» компании «M-ISwaco». Было пробурено порядка 30-ти скважин. Какой либо выраженной закономерности влияния применения сверхтексотропного глинистого раствора «Дрил-Плекс» на предотвращение поглощений бурового раствора при вскрытии палеозойских отложений на сегодняшний день выявлено не было. Данные показывают, что из общего количества пробуренных скважин на палеозой на Урманском месторождении (65 скважин), применялись различные типы буровых растворов - полимерглинистые, полимеркарбонатные, сверхтексотропные «Дрил-Плекс». Значительная часть интервалов со вскрытием палеозоя была пробурена с поглощениями бурового раствора, иногда с полной потерей циркуляции. Учитывая большую стоимость бурового раствора «Дрил-Плекс» и неоправданные ожидания по работе этой системы для условий Урманского и Арчинского месторождений, специалистами ООО «Газпромнефть-Восток» было принято решение о технической и экономической неэффективности применения сверхтексотропных систем бурового раствора на этих месторождениях. В настоящее время отрабатываются технологии по применению современных кальматирующих и тампонирующих химических составов для ликвидации поглощений в трещиноватых коллекторах.

Задача геологической и технологической службы заказчика, а так же проектировщиков, переложить теоретические знания на практику при бурении горизонтальных скважин на палеозойские отложения. Для решения этих задач потребуются современные технологии, применение которых позволит решить ряд новых задач. Нефтегазодобывающее предприятие ООО «Газпромнефть-Восток» имеет большой опыт в разработке палеозойских отложений, так же есть удачный опыт применения новых технологий. По внедрению новых технологий в области бурения и добычи компания сотрудничает с иностранными фирмами, такими, как «Weatherford», «Schlumberger», «M-ISwaco», с другими сервисными и научными организациями. На данный момент проводятся опытные работы по бурению наклонно-направленных пологих скважин. Фактически наработан большой опыт бурения наклонно-направленных скважин в палеозойских отложениях на Урманском месторождении.

В других подразделениях «Газпромнефть» успешно проведены опытно-промышленные работы по применению одного из самых сложных, но перспективных видов бурения — роторной управляемой системе (РУС), которое предполагает использование современного высокотехнологичного оборудования. При применении РУС достигнуты положительные показатели и преимущества при проведении операции вскрытия пласта: за счет экономии времени бурения в 2-3 раза сокращается период контакта бурового раствора с продуктивным пластом, что в конечном итоге снижает уровень его загрязнения реагентами.

В настоящее время организацией ООО НИИТЭК «ТПУ-Бурение» по договору с ООО «Газпромнефть-Восток» осуществляется проектирование строительства скважин с горизонтальным окончанием. В проектной документации будут учтены имеющиеся наработки в плане опыта бурения в палеозойских отложениях, включены современные инновационные разработки, касающиеся процесса углубления скважины, систем сопровождения горизонтальных скважин, применение ингибированных буровых растворов.

Упор при бурении скважин на палеозойские отложения в частности сделан на наклонно-направление скважины с горизонтальным окончанием с углом входа более 75 градусов, ООО «Газпромнефть-Восток» придерживается традиционных технологий бурения таких скважин, тем самым нарабатывая опыт с минимальными экономическими затратами.

#### Литература

1. Т.Д. Голф-Рахт «Основы нефте-промысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов».
2. Геология и тектоника палеозоя Западно-Сидирской плиты. 2010г. Г.Д. Исаев ООО «Научно-исследовательский центр «СИБГЕОНАФТ»

3. Дела скважин №№ 1013, 1017, 1124 Арчинского месторождения.
4. Сайт компании ООО «Газпромнефть-Восток». <http://pda.gazprom-neft.ru/>
5. Каталог продукции компании «Weatherford».

## АНАЛИЗ ОБЛАСТИ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ С РАЗЛИЧНЫМ КАНАЛОМ СВЯЗИ «ЗАБОЙ-УСТЬЕ»

О.Н. Ермак

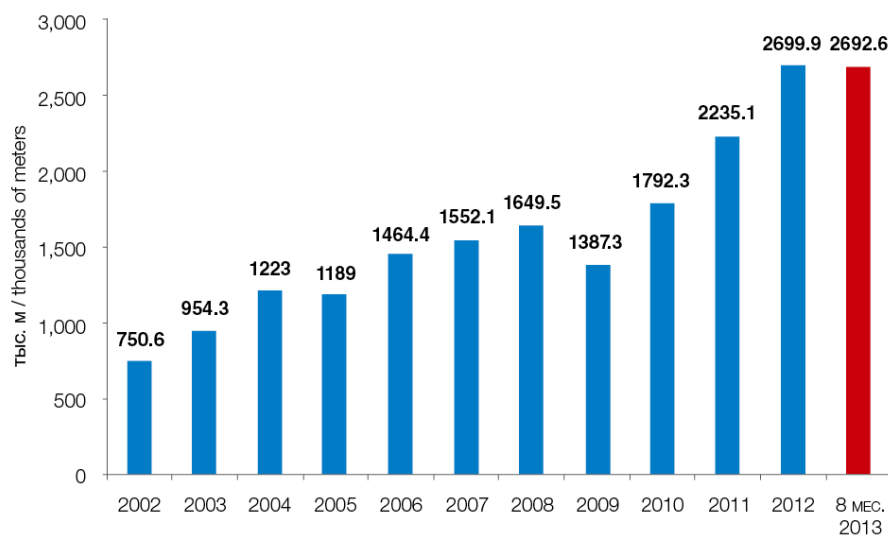
Научный руководитель: ассистент А.В. Епихин

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

Специфика работы основана на непосредственном участии в производственном процессе. Представленные исследования получены в ходе работы со специалистами Западной Сибири, изучении и сбора документальных и практических материалов на месторождениях Ханты-мансийского автономного округа - г. Югра.

Независимо от требуемого типа забойной телеметрической системы и видов замеров в ходе бурения, телеметрическое сопровождение скважины на нефть является всё более востребованным как при освоении любых по степени изученности месторождений. Телеметрические системы MWD (Measurement While Drilling) стали неотъемлемой частью при бурении наклонных и горизонтальных скважин, на которые приходится большая часть суммарных ежегодных нефтесервисных работ в России. На рис. 1 представлен график роста объемов горизонтального бурения в России в 2007-2012 гг., который на 80% был обеспечен двумя регионами – ХМАО и Восточной Сибирью [ЦДУ ТЭК, анализ RPI от 2014 г.].

### Горизонтальное Бурение / Horizontal Drilling



Источник: ЦДУ ТЭК, анализ RPI  
Source: CDO of the F&EC, RPI analysis

Рисунок 1. График динамики горизонтального бурения в России

Телеметрическая система предназначена для определения и передачи в режиме реального времени информации о процессе бурения, например, данных инклинометрии (магнитный азимут и зенитный угол) для постановки направления toolface (пер. с англ. «лицо инструмента») или другими словами определения траектории скважины. Как правило, при использовании модуля инклинометрии в компоновку низа буровой колонны (КНБК) включают модуль гамма-каротажа LWD (Logging While Drilling). Датчики данного модуля производят замеры естественной радиоактивности горной породы, разделяя геологический разрез на глинистую и неглинистую составляющие, что особенно востребовано в условиях терригенного разреза Западной Сибири. В настоящее время, при строительстве скважин в данном регионе, становится всё более актуальным проведение дополнительных исследований резистивиметрии. Это обусловлено высокой обводнёностью месторождений. В результате комплекса исследований полученные данные с забоя отображаются в виде графика, где кривые резистивиметрии позволяют определить зоны активного водообмена и выделить места притоков подземных вод в скважину.

Название MWD и LWD являются общепринятыми для всех мировых производителей забойных телеметрических систем (ЗТС). Применение данной технологии позволяет не только сократить время бурения и минимизировать интенсивность искривления ствола скважины, но и снизить экономические риски, связанные с нарушением технологии бурения. Приборы измерения и каротажа в процессе бурения обеспечивают специалистами данными, необходимыми для навигации и оценки коллекторских свойств пласта, а также информацией о параметрах бурения, температуре на забое и гамма-каротажом.