

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЯ С КОМПРЕССИРОВАНИЕМ
И СВАБИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ПОКАЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 501 группы направления подготовки
05.03.01 «Геология» геологического факультета
СГУ им. Н.Г.Чернышевского

СТЕПАНОВА СЕРГЕЯ ВАДИМОВИЧА

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2018

Актуальность темы исследования. Реальная ситуация в нефтяной отрасли такова, что объемы бурения падают, значимость геофизического контроля за разработкой месторождений для снижения темпов падения добычи и ее последующей стабилизации существенно возрастает.

В контроле за разработкой выделяют три основных направления: изучение процесса выработки запасов залежей нефти, оценка эффективности применения различных методов повышения коэффициента нефтеизвлечения, диагностика состояния нефтяных пластов и скважин. При эксплуатации месторождений наибольший объем исследований выполняется для решения задач, связанных с диагностикой пластов и скважин. Диагностика - это изучение признаков и оценка параметров, характеризующих состояние пластов и скважин, геофизическими методами. Наиболее информативными методами при решении задач диагностики является исследование с компрессированием, а также метод называемый свабированием.

Целью бакалаврской работы является показать, как два метода диагностики состояния скважин и нефтяных пластов повышают ее эффективность, на примере эксплуатации Покачевского месторождения.

Для достижения поставленной цели необходимо было рассмотреть геофизическую изученности данной территории, литолого-стратиграфической характеристики продуктивных отложений, тектонику, нефтегазоносность, а также основные положения метода свабирования, и метода исследования с компрессором, приведены результаты работ, представленные в виде таблиц и каротажных диаграмм.

Основное содержание работы

Глава 1 «Геолого-геофизическая характеристика района исследования» содержит общие сведения о Покачевском месторождении, которое расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области. Дана геоморфологическая характеристика территории месторождения, характеристика изученности

геологического строения Покачевского месторождения, в результате которой были определены общие закономерности геологического строения осадочного чехла и фундамента платформы и выделены структуры первого порядка, в том числе Сургутский и Нижневартовский своды. Месторождение многопластовое. Запасы Покачевского месторождения впервые были утверждены в 1974 г. по результатам бурения 32 разведочных скважин. После утверждения запасов на месторождении совместно с промышленной эксплуатацией продолжались геологоразведочные работы с целью оконтуривания ранее выявленных залежей и уточнения подсчетных параметров.

Представляя геологическую характеристику Покачевского месторождения, автор отметил, что в геологическом строении Нижневартовского свода принимают участие породы доюрского фундамента, мезокайнозойских терригенных отложений платформенного чехла. В разрезе последних выделяются юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные образования.

Отложения юрской системы несогласно залегают на породах коры выветривания. Осадки нижнего и среднего отделов представлены континентальной толщей тюменской свиты, а верхнего отдела - преимущественно породами морского происхождения. В толще выделяются васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

Меловая система представлена нижним и верхним отделами, сложенными морскими, прибрежно-морскими и континентальными осадками.

Нижнемеловые отложения на рассматриваемой территории представлены отложениями мегийонской, вартовской, алымской, низов покурской свит.

В составе палеогеновой системы в рассматриваемом районе выделяются морские осадки талицкой, атлымской, новомихайловской и туртасской свит суммарной толщиной 616 – 707 м.

Четвертичная система представлена аллювиальными и озерно-аллювиальными песками, супесями и суглинками толщиной до 80 м.

В тектоническом плане Покачевское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты на северном склоне структуры I порядка - Нижневартовского свода и приурочено к структуре II порядка - Покачевскому куполовидному поднятию, в пределах которого выделены две локальные структуры - Покачевская и Нонг-Еганская.

Основные залежи месторождения приурочены к двум поднятиям: центральному и восточному. К указанным поднятиям и приурочены залежи продуктивных пластов Покачевского месторождения. Основными объектами содержащими большую часть запасов являются пласты меловых отложений.

Необходимо отметить, что месторождение находится на конечной стадии разработки — выработка запасов составила 75%, текущая обводненность продукции достаточно высокая — 83%.

Глава II. «Методика работ» содержит описание основных положений и этапов работ, характеристику исследуемых методов.

В скважину, в которой предполагают проводить исследования при компрессировании, опускают насосно-компрессорные трубы, оборудованные снизу воронкой. Обвязывают компрессор с межтрубным пространством и, закачивая воздух, создают условия возникновения притока жидкости из пласта. После кратковременного отбора жидкости компрессор отключают. Термические исследования при этом проводятся через насосно-компрессорные трубы (НКТ).

Основным параметром, на что непосредственно влияет работа компрессора при опробовании или освоении скважин, является забойное давление ($P_{\text{заб}}$). Для удобства описания и понимания процессов, происходящих в скважине в процессе освоения, кривая изменения давления разделена на пять периодов, характеризующих условия температурных измерений. Особенности формирования температурных полей определяются течением каждого периода, не зависят существенно от геологических

условий того или иного нефтяного региона и всегда проявляются при освоении скважин компрессором. При этом следует учитывать лишь такие особенности месторождений, как различие естественных градиентов температуры, коллекторских свойств пластов, теплофизических свойств пластовых жидкостей и горных пород.

К термодинамическим процессам относят:

Дроссельное температурное поле. Наличие разности между пластовым и забойным давлениями приводит к появлению в пласте и в скважине эффекта дросселирования.

Адиабатический эффект. Эффект адиабатического сжатия и расширения характеризует динамические процессы, протекающие в системе без теплообмена.

Конвективный теплообмен. Конвективный теплообмен связан с переносом тепла потоком жидкости. Для условий компрессорных скважин этот вид теплообмена особенно важен, так как в течении короткого промежутка времени наблюдается движение жидкости в разных направлениях по стволу скважины с разными скоростями. Конвективный теплообмен является определяющим фактором формирования температурного поля в стволе скважины.

Эффект калориметрического смешивания. Вследствие конвективного теплопереноса, при наличии в скважине нескольких отдающих пластов, происходит смешивание потоков жидкости.

Кондуктивный теплообмен. Вклад кондуктивного теплообмена вследствие кратковременности работы скважины в формирование температурного поля незначителен. Процесс кондуктивного теплообмена направлен как на увеличение, так и на уменьшение существующей в скважине температуры.

Естественное тепловое поле Земли. Знание геотермических градиентов (параметр, которым обычно характеризуется естественное тепловое поле Земли) необходимо для решения большинства задач нефтепромысловой

геологии. В длительно эксплуатирующихся скважинах, геотермическое поле может наблюдаться лишь в зумпфе. В скважинах, недавно вышедших из бурения или капитального ремонта температурное поле бывает нарушенным вследствие бурения, тепловыделения в цементе и т.д.

Тепловыделение в цементе. Длительность существования температурных аномалий от цемента в скважине зависит от сорта цемента, объёма заполняемого заколонного пространства, давления и т.д., а возможность регистрации этих аномалий определяется чувствительностью аппаратуры.

Технологические особенности позволяют классифицировать исследования с компрессированием на общие или поисковые и детальные в зависимости от выбранного интервала исследований).

Полный цикл исследований скважин при их освоении компрессором должен включать серию температурных замеров в соответствии с периодами работы (состояния) скважины.

Период конвективного и кондуктивного восстановления температуры является наиболее благоприятным для выявления технических осложнений. При этом получается полезная информация также о процессах, происходящих в зумпфе скважины и в работающем пласте.

Характер регистрации термограмм должен отражать полный цикл температурных исследований в скважинах, осваиваемых компрессором. В общем случае количество измерений и время между ними может и должно уточняться после предварительной интерпретации первых термограмм, так как от этого, в конечном итоге, зависит результат всех исследований скважины.

Характеризуя метод свабирования, следует отметить, что метод вторичного вызова притока флюида из пласта (свабирования) известен давно, но в течение 20 лет был запрещен в России по соображениям безопасности, так как не было надежных сальниковых очистителей. Теперь, когда эти проблемы решены, свабирование набирает обороты, учитывая простоту

метода и относительную дешевизну. Так же, применение этого метода будет экономически оправдано в скважинах, расположенных на сложных геологических объектах, где породы пласта имеют сложную пористость. При проведении работ этим методом значительно увеличивается объем добываемого флюида.

Технологические особенности метода свабирования определяется тем, что снижение столба жидкости в насосно-компрессорных трубах происходит за счет периодического спуска и подъема сваба (поршня) с клапаном, открывающимся вверх, на тартальном канате. Во время спуска сваба жидкость проходит через открытый клапан, а при подъеме клапан закрывается, и весь столб жидкости над свабом выбрасывается из скважины. Процесс свабирования проводится с контролем уровня жидкости и глубиной спуска сваба. Строится график процесса снижения уровня. После свабирования проводится замер и расчет КВУ (кривая восстановления уровня), обрабатывается замер автономным манометром. Применение свабирования позволяет с высокой достоверностью производить подбор подземного оборудования для дальнейшей эксплуатации скважины.

В настоящее время разработан довольно обширный комплекс геофизических приборов при контроле за разработкой (методы каротажа продуктивности), которые выпускаются различными геофизическими компаниями и мелкими геофизическими организациями. Необходимо подчеркнуть, что достоверность результатов и круг решаемых задач в значительной степени зависит от качества применяемых приборов.

Для проведения работ использовалась комплексная скважинная аппаратура на кабеле, а также каротажная станция ПКС-5. Станция универсальна и ей можно проводить как каротаж, так и свабирование.

В состав аппаратуры входят скважинный и наземный прибор. Регистратор "Гектор" позволяет принимать данные в двоично-кодированных сообщениях по геофизическому кабелю без наземной панели. Питание наземного прибора - переменный ток напряжением 220 В. Питание

скважинного прибора - постоянный ток положительной полярности от 200 мА при отключенном нагревателе индикатора притока (СТИ) до 350 мА при максимальной мощности нагрева 4.5 Вт.

Глава 3 «Результаты исследований» содержит анализ эффективности свабирования на скважине №4246д Покачевского месторождения по данным геофизических исследований, а также анализ эффективности исследования с компрессированием на скважине №546 Покачевского месторождения по данным геофизических исследований.

Перед проведением свабирования на скважине №4246 Д был произведен гидроразрыв пласта, а также геофизические исследования с целью определения качества проводимой работы (таких как определение профиля притока, источника обводнения и технического состояния эксплуатационной колонны; эксплуатационных характеристик пласта).

После того, как произвели гидроразрыв пласта скважина заработала в режиме притока, при снижении уровня компрессором, уровень стал подниматься за 1 час приблизительно на 93 м. Дебит составил 28м³/сут. Дебит представлен по данным КВУ (кривой восстановления уровней), по формуле 1:

$$\frac{H * 24 \text{ часа}}{Kэ/к}, \quad (1)$$

где H-уровень флюида за 1 час, Kэ/к-коэффициент эксплуатационной колонны, в данном случае коэффициент =80, т.к. диаметр э/к=146мм.

После глушения и срыва пакера геофизическая партия преступила к свабированию. За весь период работ на скважине 4246д было добыто порядка 29.1 м³.флюида основной частью состоящего из водонефтяной эмульсии. После того как отобрали 15 м³ флюида, работы прекратили, для того чтобы поменять манжет (сваб), а также определить как работает пласт. Завершив свабирование партия преступила к повторным геофизическим исследованиям с целью определения дебита и построения профиля притока. Дебит составил уже 33 м³/сут, эффективность применения метода свабирования неоспорима.

Теперь рассмотрим решение задачи по определению негерметичности обсадной колонны при компрессировании скважины № 546 Покачевского месторождения, с целью выяснения причин обводнения.

На данной скважине была произведена герметизация АВ6+АВ7 (2003-2009м, 2032.4-2035м), разбуривание цементного моста. Герметизация БВ0 (2100.4-2105м). Определению подлежал источник обводнения (качество герметизации указанных выше пластов). Результаты обработки данных термоиндикатора притока пласта, анализ ряда кривых ГИС (гамма каротажа, термометрии, барометрии, расходомерии), можно сделать вывод, что полной изоляции пласта не произошло.

Данная задача хорошо показала, как исследования с компрессированием эффективно решает задачи контроля за разработкой, а именно диагностики состояния скважин.

Заключение выпускной работы отражает основные выводы автора, сделанные в ходе всего выпускного исследования.