

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

Кафедра геофизики

**«ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА
СКВАЖИНЫ ОТНОСИТЕЛЬНО ОПТИМАЛЬНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА -
КОЛЛЕКТОРА ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСА ГТИ В УСЛОВИЯХ
САМАРСКОГО ПОВОЛЖЬЯ»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 501 группы
05.03.01 специальности геофизика
геологического факультета
Горкина Ильи Максимовича

Научный руководитель:
К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

М.В. Калининкова

Заведующий кафедрой:
К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2018

Введение. Станции геолого-технологических исследований (ГТИ) применяются для отслеживания технологических параметров бурения, своевременного оповещения об изменениях параметров или не соблюдения РТК, а так же для выполнения комплекса геолого-геохимических исследований с целью выделения в разрезе скважины продуктивных пород коллекторов [1].

В настоящее время большинство эксплуатационных скважин для повышения дебетов добычи сырья имеют в своей конструкции горизонтальные окончания. Актуальность вопроса, поставленного в бакалаврской работе, определяется требованиями к высокой степени оперативности получаемых данных при проведении геонавигации и оперативной корректировки ствола скважины в процессе строительства горизонтальных участков скважин и высокой степени достоверности получаемых данных. Требуемого уровня оперативности сложно добиться при помощи классических каротажных технологий – проведение геофизических исследований (ГИС) на жёстком кабеле или на трубах, так как это требует проведение цикла спуско-подъёмных операций, продолжительность, которых, исчисляется сутками, а применение регистрирующих модулей в системах телеметрии имеет ограниченность применяемых методов и недостаточную оперативность, в первую очередь в связи с внушительной удалённостью детектора от долота [2].

Целью написания бакалаврской работы является обзор способа определения по данным ГТИ в процессе бурения, положения забоя двух горизонтальных скважин Безымянного месторождения, расположенного в условиях бортовой зоны Мелекесской впадины (Кошкинский район Самарской области) относительно оптимальной зоны продуктивного пласта. Под оптимальной зоной понимается интервал пласта - коллектора обладающий наилучшими фильтрационно-ёмкостными и литологическими характеристиками.

Для достижения поставленной цели в процессе написания бакалаврской работы были поставлены следующие задачи:

- изучить геолого-геофизическое строение района работ;

- провести описание комплексов геолого-геохимических исследований, применяемых для выделения потенциально продуктивных интервалов в разрезе бурящейся скважины;
- провести описание комплексов геофизических исследований скважин, применяемых для выделения потенциально продуктивных интервалов в разрезе скважины;
- выделить перспективные интервалы в изучаемых скважинах при помощи детального механического и газового каротажей;
- определить литологию выделенных интервалов по данным ГИС;
- провести сравнение полученных результатов с материалами геофизических исследований скважины.

Основное содержание работы. В первом разделе, геолого-геофизическая характеристика района работ, приводятся общие сведения о территории исследований. В административном отношении исследуемые скважины расположены в пределах Кошкинского района Самарской области на Безимянном месторождении Воздвиженского лицензионного участка, вблизи села Нижняя Быковка.

Сейсморазведочные работы МОВ в рассматриваемом районе начали проводиться с 1964 г. Всего по результатам сейсморазведочных работ МОВ подготовлено к глубокому бурению 7 поднятий, из которых 2 – совместно со структурным бурением. На 5 поднятиях открыты залежи нефти в отложениях карбона.

В тектоническом отношении Воздвиженский лицензионный участок по поверхности фундамента расположен на юго-восточном борту Мелекесской впадины, структуре первого порядка. Мелекесская впадина расположена на западе от района работ, Южно-Татарский свод – на востоке и Волго-Сокская седловина – на юге.

Согласно принятой схеме исследуемый участок расположен в пределах Средне-Волжской нефтегазоносной области, Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. На территории Воздвиженского лицензионного

участка открыто 18 месторождений, наиболее крупными из них Седовское, Калашниковское, Кондурчинское и Северо-Шламковское [4]. Нефтяные залежи приурочены к пластам В1 турнейского яруса, Б2 бобриковского горизонта, А4 башкирского яруса и А2 и А3 верейского горизонта. Все открытые месторождения по флюиду – нефтяные и по количеству запасов небольшие. В девонских отложениях залежи углеводородов в пределах участка не открыты.

Во втором разделе, методика работ, рассматривается методика проведения ГТИ, в том числе: комплекс методов ГТИ, решаемые задачи, регистрируемые параметры, применяемые аппаратура и оборудование.

Принято считать, что для решения задачи проводки горизонтального ствола скважины в оптимальных геологических условиях существует два подхода: первый - применение только забойной телеметрической системы (ЗТС), оснащённой модулем гамма-каротажа (ГК) и анализа удельного электрического сопротивления (УЭС), и второй - с дополнением ЗТС станцией геолого-технологических исследований. Методом расчленения разреза непосредственно в процессе бурения по данным ГТИ является детальный механический каротаж (ДМК). Интерпретация результатов которого не требует ожидания выхода забойной пачки бурового раствора на устье скважины, как в случае с анализом каменного материала или анализом материалов газового каротажа. Результаты ДМК зависят от физико-механических свойств вскрываемых долотом пород и режима бурения.

Геолого-технологические исследования скважин – комплексные исследования содержания, состава и свойств пластовых флюидов и горных пород в циркулирующей промывочной жидкости, а также характеристик и параметров технологических процессов на различных этапах строительства скважин с привязкой результатов исследований ко времени контролируемого технологического процесса и к разрезу исследуемой скважины.

Для проведения геолого-технологических исследований используют специальные компьютеризированные станции. Станция ГТИ представляет собой информационно-измерительную систему, обеспечивающую непрерывное

получение данных об изменении физических параметров анализируемых сред и объектов на всех этапах строительства скважины. Станция ГТИ включает в себя: комплект датчиков технологических параметров; систему газового каротажа по буровому раствору; систему геолого-геохимических исследований проб шлама и керна; систему сбора, хранения, отображения, обработки информации и синхронизации измерений; систему информационного обмена в процессе строительства скважин; систему энергопитания и жизнеобеспечения. Система сбора информации станции ГТИ обеспечивает возможность приема и регистрации данных, увязку исходных данных по времени и глубине, формирование общей базы данных.

С целью оптимизации получения геолого-геофизической информации проводится выбор и корректировка интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов, испытания пластов, а также интервалов, методов и времени проведения геофизических исследований в скважинах. Макро- и микроскопические исследования являются визуальными методами определения литологического состава и других особенностей пород по шламу и керну. Шлам исследуется с применением бинокулярного стереоскопического микроскопа типа МБС, керна – с помощью лупы с 6-12- кратным увеличением. Керн, поднятый и уложенный в специальные ящики, подвергается непосредственно на буровой визуальному осмотру и описанию, в котором отражается последовательность его извлечения, дается краткая литологическая характеристика породы, указывается мощность отдельных слоев и характер их залегания (согласное, несогласное, углы наклона и др.). В процессе исследований устанавливается цвет, структура породы, текстура породы, твердость, степень уплотненности породы, крепость породы, состав цемента, тип цемента, тип коллектора, пористость и кавернозность, трещиноватость, битуминозность, нефтеносность. Микроскопическое описание производится при необходимости в стационарных лабораториях после изготовления шлифов из отдельных литологических разностей пород. Оно производится для уточнения данных макроописания, а также при определении

стратиграфических границ, маркирующих слоев и в случаях, требующих точной литологической характеристики разреза, особенно при бурение первых на площади поисковых скважин, при опорном и параметрическом бурении.

Газовый каротаж основан на изучение количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или ранее вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа. По способу проведения исследований различают газовый каротаж в процессе бурения и газовый каротаж после бурения. При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание углеводородных газов и периодически – компонентный состав углеводородных газов (УВГ), попавших в раствор из разбуриваемых горных пород. Газовый каротаж после бурения включает непрерывное измерение УВГ и периодическое измерение компонентного состава газа, попавшего в буровой раствор в результате диффузии или фильтрации УВГ из нефтегазоносных пластов при простое скважины. При проведение ГзК обязательна калибровка желобных дегазаторов путем проведения дегазации проб бурового раствора. Для этого пробы отбираются непосредственно перед дегазатором.

Методическое обеспечение подобного программного обеспечения позволяет, после непродолжительных расчетов, решать такие задачи как прогнозирование вскрытия продуктивного объекта, определение характера его насыщения, определение типа коллектора, прогнозирования зон АВПД, оперативное управление процессом бурения, оперативное испытание объекта. Стоит отметить, частое неполное использование методических возможностей результатов компонентного состава газа в России. В частности, это использование флюидных коэффициентов, то есть отношений компонентов между собой, с целью определения характера насыщения пластов, состояния флюида в залежи .

Имеющаяся методика интерпретации газового каротажа позволяет

решать ряд задач в том числе вести прогнозную оценку характера насыщения пласта.

Прогнозная оценка характера насыщения пласта заключается в разделении пластов-коллекторов по содержащемуся в них пластовому флюиду (ПФ) на газоносные, нефтегазоносные, нефтеносные и водоносные. Для решения этой задачи использовались данные компонентного газового анализа предельные УВ (от метана до пентана).

Повышение концентрации углеводородного газа в промывочной жидкости при исследовании определенного интервала скважины свидетельствуют о наличии здесь углеводородной залежи. На первый взгляд может казаться, что чем выше газопоказания, тем более продуктивным является залежь. Однако, фиксируемые абсолютные значения газопоказаний не могут являться критерием количественной оценки залежи.

Для того чтобы надежно оценить повышенные газопоказания, приуроченные к какому-либо пласту, прежде всего нужно учесть газовый фон промывочной жидкости и его возможные колебания. Глина и вода, из которых приготовлена промывочная жидкость, могут содержать некоторое количество углеводородных газов. Кроме того, газосодержание промывочной жидкости зависит от вводимых в нее различных нефтепродуктов и химических реагентов, а также от разбуриваемых скважиной непродуктивных отложений, содержащих рассеянный газ. В общем случае принято считать, что аномальным увеличением газопоказаний, свидетельствующим о вскрытие перспективного коллектора, является превышение газопоказаний на фоновыми в 3 и более раз.

Первоочередное расчленение разреза производится по данным механического каротажа, то есть по скорости бурения пород с различными физическими свойствами (исключая влияние технологических параметров и допуская зависимость скорости бурения только от литологии) определяется литология этих пород. Механический каротаж как метод основан на изменении скорости бурения или обратной ее величины – продолжительности бурения заданного постоянного интервала (ДМК). При прочих равных условиях эти

параметры зависят от литологического состава пород и коллекторских свойств. Метод применяется для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и зон АВПД.

Интерпретация данных механического каротажа производится в следующей последовательности:

1. На кривых изменения выделяются аномалийные участки. К таким относятся участки интервала, в которых значения изменяются в 1,5 раза и более или приращение $> 0,1$.

Резкое (в 3 и более) увеличение механической скорости бурения характерно при прохождении карстовых и сильнокавернозных карбонатных пластов. Могут наблюдаться даже провалы бурильного инструмента. Высокими (в 2 и более) значениями механической скорости характеризуются гидрхимические осадки (за исключением ангидритов), гипс, каменная соль и другие, а также глины с аномально-высокими поровыми давлениями.

2. Если при увеличении механической скорости наблюдается поглощение бурового раствора или проявление пластового флюида, что свидетельствует о прохождении пласта-коллектора, бурение прекращается и производится промывка до выхода забойных порций бурового раствора и шлама. При подтверждении признаков наличия коллектора по данным анализа бурового раствора буровой бригаде выдается рекомендация на отбор керна или проведение ИПТ.

3. После окончания долбления производится анализ изменения механической скорости с учетом износа долота для пробуренного интервала и с учетом литологии пройденных пород и их коллекторских свойств.

4. Уточняются литологические границы смены пластов и пропластков и интервалы пород с высокими коллекторскими свойствами.

5. После проведения геофизических исследований и интерпретации результатов ГИС производится окончательная привязка данных механического каротажа к разрезу.

В ходе выполнения исследования в бакалаврской работе для определения

эффективности использования данных ГТИ, полученные результаты сравнивались с результатами радиоактивного каротажа и электрокаротажа, как с наиболее доступными методами, составляющими стандартный комплекс исследований ГИС на скважине, но при этом дающие необходимый и исчерпывающий набор информации для решения задачи литологической идентификации пластов.

Принцип гамма-каротажа (ГК) основан на регистрации скважинными приборами естественной радиоактивности горных пород слагающих разрез скважины.

Естественной радиоактивностью называется самопроизвольный распад ядер некоторых химических элементов слагающих горные породы. Естественная радиоактивность слагается из способности горных пород испускать альфа-, бета- и гамма-излучение. Глубина проникновения альфа-излучения в горных породах составляет первые десятки микрон, бета-излучения – первые миллиметры, а гамма-излучения – от 30 до 40 см. Следовательно, с точки зрения изучения разрезов скважин только гамма-излучение представляет практический интерес.

Величина естественной радиоактивности горных пород определяется в основном содержанием в них трех основных химических элементов: урана, тория и изотопа калия-40.

При интерпретации по литологическому признаку данных РК в процессе выполнения бакалаврской работы было принято, что самую высокую радиоактивность среди осадочных горных пород имеют глубоководные илы, черные битуминозные глины, аргиллиты, глинистые сланцы, калийные соли. Средняя радиоактивность характерна для неглубоководных и континентальных глин, глинистых песчаников, мергелей глинистых известняков и доломитов. К породам с низкой радиоактивностью относятся ангидриты, гипсы, песчаники, пески, доломиты, угли. В общем случае кривая ГК характеризует разрез скважины от величины глинистости горных пород, что облегчает выделение коллекторов, которые могут содержать подвижные флюиды, такие как нефть и

газ.

При бурении скважины нарушается естественное залегание горных пород вследствие разрушения их буровым инструментом и воздействия промывочной жидкости, в качестве которой используют воду, глинистые и известково-глинистые растворы. При проведении ГИС скважина должна быть заполнена промывочной жидкостью, через которую обеспечивается контакт электроустановок электрического каротажа с горной породой. Промывочная жидкость оказывает существенное влияние на результаты ГИС. Обычно при бурении скважины гидростатическое давление промывочной жидкости превышает пластовое давление, вследствие чего происходит проникновение фильтрата бурового раствора в проницаемые горные породы [20]. Одним из методов ГИС, позволяющим выделять проницаемые интервалы в разрезе скважины, является метод каротажа самопроизвольной (спонтанной) поляризации скважины (ПС).

При интерпретации по литологическому признаку данных ПС в процессе выполнения бакалаврской работы было принято, что при чередовании тонких пластов с малым сопротивлением, имеющих различную характеристику ПС, как в данном случае - переслаивание песчаных и глинистых прослоев, на диаграмме ПС наблюдается общий минимум в интервале пласта песчаника на фоне которого выделяются локальные максимумы соответствующие локальным прослоям глин.

В разделе 3, результаты проведенных исследований, приводятся сведения о литологии и характере насыщения пород вскрытого разреза, а так же о результатах корреляции с данными промыслово-геофизических исследований.

В процессе строительства скважин проведен комплекс геолого-технологических и геолого-геохимических исследований, включающий непрерывное фиксирование параметров бурения, суммарного газосодержания и частичной газонасыщенности бурового раствора, комплекс геолого-геохимических исследований - отбор образцов шлама, определение карбонатности пород, предварительное литолого-стратиграфическое

расчленение разреза, глубокую термовакуумную дегазацию (ТВД) проб бурового раствора и люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) проб шлама и керна. После окончания процесса бурения скважин были выполнены комплексы ГИС.

По результатам выполненных исследований в процессе написания данной бакалаврской работы была проведена интерпретация данных с целью выделения в разрезе скважины потенциально перспективных интервалов и последующая корреляция полученных данных с данными ГИС.

Разрез скважин в интервалах коллекторов бобриковского горизонта был проанализирован, по данным ДМК и газового каротажа были выделены зоны с фоновой и повышенной скоростью бурения и газопоказаниями. Фоновой скоростью бурения в интервалах коллекторов явилась величина ДМК менее 12 мин/м, фоновыми газопоказаниями явилась величина менее 0,1%абс. С целью определения достоверности получаемых результатов выполнена корреляция результатов ДМК с данными ГИС. В терригенных разрезах, представленных песчанно-алевритистыми и глинистыми породами, литологическое расчленение разреза скважины производится с использованием методов радиоактивного каротажа, самопроизвольной поляризации и ДМК. Корреляция данных проведена на примере материалов двух горизонтальных скважин, пробуренных на Безимьяном месторождении Васильевского лицензионного участка на севере Самарской области. Горизонтальный участок проведён по терригенным коллекторам бобриковского возраста с постоянными технологическими параметрами. Однако, приобщение к анализу данных инклинометрии показывает, что увеличение значения параметра ДМК, имеющее корреляционную зависимость с изменениями показаний по радиоактивному каротажу и методу самопроизвольной поляризации, приурочено к участкам повышения вертикальной глубины ствола скважины, что позволяет подтвердить факт выхода ствола скважины в вышележащий интервал пород, представленный глинами тульского возраста.

Проведённое исследование подтверждает, что оперативное использование механического каротажа с приемлемой чёткостью позволяет вести процесс геонавигации при строительстве горизонтальных участков стволов скважины, особенно в условиях слабой изученности структурных элементов залежи. Использование данных ДМК в процессе строительства скважины позволило выполнить проводку скважины в наиболее оптимальных условиях пласта и минимизировать участки выхода ствола скважины из продуктивного интервала.

Заключение. В соответствии с поставленной во введении задачей, в настоящей работе дано описание комплексов геолого - технологических геофизических исследований, описано геологическое и тектоническое строение района работ, описаны методы и методики выполнения геолого - технологических исследований, дано описание методики выполнения детального механического каротажа, описаны методы комплексов ГИС, применённые в ходе выполнения исследования.

В процессе подготовки бакалаврской работы выполнен анализ материалов геолого-технологических исследований, который позволил выделить по результатам интерпретации ДМК и данных газового каротажа в разрезе исследуемых скважин участки выхода из продуктивной части пласта, что подтверждается данными анализа каменного материала и данными ГИС.

Выполненное в настоящей бакалаврской работе исследование, однозначно указывает на то, что оперативное использование механического каротажа с приемлемой чёткостью позволяет выполнять определение положения горизонтального ствола скважины относительно оптимальной зоны пласта-коллектора, особенно в условиях слабой изученности структурных элементов залежи.