

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

Кафедра геофизики

**Выделение коллекторов, оценка их петрофизических характеристик в
процессе бурения методами ГТИ**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
Направления 05.04.01 Геология
Геологического факультета
Натеганова Андрея Эдуардовича

Научный руководитель
к.г.-м.н., доцент

дата, подпись

Б.А.Головин

Заведующий кафедрой
к.г.- м.н., доцент

дата, подпись

Е.Н.Волкова

Саратов 2018 год

Введение. Актуальность работы определяется тем, что геолого-технологические исследования (ГТИ), зародившись как одно из направлений геофизических исследований нефтяных и газовых скважин, в настоящее время представляют собой сложный комплекс контрольно-измерительных и вычислительных мощностей (информационно-измерительную систему). Геолого-технологические исследования предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей, а также обеспечения выполнения природоохранных требований.

ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, таких как выделение во вскрываемом скважиной разрезе перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию интервалов отбора керна, обеспечение безаварийной проводки скважины и оптимизацию режима бурения.

Существенным резервом по повышению эффективности разведки нефтегазовых месторождений в сложных геологических условиях является комплексирование промыслово-геофизических методов экспрессными геохимическими и петрофизическими исследованиями. При этом особое значение приобретают методы, обеспечивающие оперативное получение информации в реальном масштабе времени. Особой актуальностью эти исследования преобладают в Саратовском районе в пределах Балаковской вершины Пугачевского свода.

Целью написания магистерской работы является выделение коллекторов, оценка их петрофизических характеристик в процессе бурения методами ГТИ.

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

- изучить геологическое строение района работ;

- провести описание комплексов геолого-геохимических исследований, применяемых для выделения потенциально продуктивных интервалов в разрезе бурящейся скважины;
- изучить методику определения характера насыщения по данным газового каротажа при помощи методики «Geolog», методики палетки Пикслера и палетки РАГ;
- Определить характер насыщения перспективных интервалов при помощи методики «Geolog», методики палетки Пикслера и палетки РАГ;

Для решения задач применяется типовой комплекс исследований, включающий методы изучения шлама, керна, промывочной и пластовой жидкости, параметров бурения. В этот комплекс входят (в порядке очередности поступления информации из скважины):

- механический каротаж;
- фильтрационный каротаж;
- газовый каротаж в процессе и после бурения;
- исследования шлама и керна;

Наряду с этим необходимо выделить комплексы литологических, петрофизических, газометрических исследований керна и шлама, включающих в себя кальциметрию, люминисцентно-битуминологический анализ (ЛБА), термовакуумную дегазацию (ТВД), определение минералогической плотности и коэффициента пористости; построение шлагограммы и литологической колонки с предполагаемой стратиграфической привязкой вскрываемых отложений; оперативный комплексный анализ материалов, полученных в результате исследований керна и шлама, газового каротажа, фильтрационного каротажа, механического каротажа, с привлечением материалов ГТИ и ГИС по исследуемой и соседним скважинам.

Настоящая работа базируется на результатах исследований выполненных геофизической организацией ООО «Союзнефтегазсервис-Гео» в саратовском нефтегазоносном районе.

Основное содержание работы. Раздел 1 посвящен геолого-геофизической характеристике, в административном отношении район работ скважины №1 Малиновской площади расположен в Саратовской области в пределах Балаковской вершины Пугачевского свода, вблизи села Наумовка. До города Балаково 57 км.

В тектоническом плане район работ расположен в пределах докембрийской Русской плиты и принадлежит крупному структурному элементу I порядка – Волго-Уральской антеклизе, осложненной структурной формой II порядка – Пугачевским сводом. Одним из таких поднятий является Балаковская вершина.

В тектоническом строении Малиновской структуры выделяются два структурных этажа: додевонский, к которому относятся архейские, протерозойские и нижнепалеозойские отложения и фанерозойский комплекс без нижнего палеозоя.

В нефтегазоносном отношении Малиновская структура относится к Средне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Месторождений углеводородного сырья в пределах района работ не выявлено.

Вблизи выявлен ряд месторождений: Красно-Ярское нефтяное (залежи в верейско-мелекесских и черемшано-прикамских отложениях), Балаковское нефтяное (залежь в мелекесских отложениях), Остролукское нефтяное (залежь в бобриковских отложениях), Мечеткинское нефтегазоконденсатное (залежи в тимано-пашийских, ардатовских, воробьевских и клинцовских отложениях). Красно-Ярское и Балаковское месторождения расположены на Балаковской вершине Пугачевского свода, Коптевское месторождение – на Марьевской вершине Пугачевского свода. Остролукское месторождение находится севернее района работ и приурочено к южному склону Жигулевского свода.

В разрезе осадочного чехла выделяются шесть нефтегазоносных комплексов пород (НГК):

- средне-верхнедевонский (карбонатно-терригенный);

- верхнедевонско-нижнекаменноугольный (преимущественно карбонатный);
- ниже-верхневизейский (терригенный);
- серпуховско-нижнебашкирский (карбонатный);
- верейско-мелекесский (преимущественно терригенный);
- верхнемосковско-нижнепермский (карбонатный).

Раздел 2 Методика работ. Процесс бурения сопровождается комплексом геофизических исследований и работ в скважине (ГИРС), включающим в себя проведение геолого-технологических исследований (ГТИ).

Перечисленные методы ГИРС решают целый ряд задач:

Геологические задачи:

- Оптимизация получения геолого-геофизической информации;
- Построение в процессе бурения фактического литологического разреза скважины;
- Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза;
- Оперативное выделение пластов-коллекторов;
- Определение характера насыщения пластов-коллекторов;
- Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов;

Технологические задачи:

- Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении;
- Оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач;
- Распознавание и определение продолжительности технологических операций;
- Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот;
- Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-

подъемных операциях, управление доливом;

- Оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация работы грузоподъемных механизмов);
- Контроль гидродинамических давлений в скважине;
- Контроль пластовых и поровых давлений, прогнозирование зон АВПД и АВПод;
- Контроль спуска и цементирования обсадной колонны;
- Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени;
- Диагностика работы бурового оборудования.

Основными методами, позволяющими произвести количественную оценку насыщенности пород непосредственно в процессе бурения, являются геолого-геохимические исследования, такие как газовый каротаж, отбор образцов шлама и керна, люминесцентно-битуминологический анализ.

Метод газового каротажа основан на определении содержания и состава углеводородных газов и битумов промывочной жидкости. Газовый каротаж применяется для оперативного выделения перспективных на нефть и газ участков в разрезе скважины и прогнозной оценки характера их насыщения; интервалов притока пластового флюида в скважину или поглощения фильтрата промывочной жидкости в пласт с целью предотвращения аварийных ситуаций; измерения параметров режима бурения. При газовом каротаже изучаются суммарный объем и состав углеводородных газов, попадающих в промывочную жидкость в процессе бурения пластов и перемещаемых потоком от забоя к устью скважины.

В процессе бурения скважины, проводится отбор керна и шлама для целей изучения вещественного состава литологических разновидностей по разрезу скважины. Интервалы отбора керна и шлама определяются проектом и зависят от назначения буровой скважины. Объемы отборов керна и шлама, определенные являются минимальными. Оптимальный объем отбора керна и шлама определяется проектом строительства конкретной скважины и, кроме

того, предусматривается корректировка в процессе бурения со стороны геологической службы. Привязка керна к разрезу скважины осуществляется промером бурового инструмента, результаты которого заносятся в специальный журнал и оформляются актом отбора керна.

Люминесцентно-битуминологический анализ основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами испускать "холодное" свечение, интенсивность и цвет которого позволяет визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе.

Обнаружение, первичная диагностика и выяснение характера распределения в горной породе включают:

- визуальный просмотр шлама (керна) на присутствие битумоидов;
- капельно-люминесцентный анализ для определения качественного состава и количественного содержания битумоидов в шламе (керне).

Для визуального просмотра из пробы шлама отбираются сухие частицы основной породы, не загрязненные буровым раствором, и просматриваются под люминесцентным осветителем. Присутствие битумоидов обнаруживается по свечению углеводородов, находящихся в порах и трещинах горных пород, вызванному облучением ультрафиолетовыми лучами.

За рубежом в практике получила распространение методика «Geolog», основанная на одновременном использовании следующих трех параметров, которые строятся в функции глубины (формулы 1,2,3):

$$W_h = \frac{(C_2 + C_3 + \dots + C_5)}{(C_1 + C_2 + \dots + C_5)} \times 100, \quad (1)$$

$$B_h = \frac{(C_1 + C_2)}{(C_1 + C_4 + iC_4 + C_5)}, \quad (2)$$

$$C_h = \frac{(C_4 + iC_4 + C_5)}{C_3}, \quad (3)$$

где W_h – коэффициент влажности, измеряющий соотношение тяжелых компонентов и указывающий на их концентрацию в перспективном пласте;

B_h – коэффициент баланса, показывающий соотношение тяжелых компонентов по отношению к легким (метан и этан) и с учетом коэффициента

влажности повышающий уровень достоверности интерпретации;

C_h - коэффициент характера, не учитывающий легкие углеводородные компоненты (метан и этан), а сравнивающий концентрацию тяжелых. С его помощью подтверждается наличие УВ и улучшается распознавание в случаях насыщения очень влажным газом или высокой концентрацией нефти.

Таблица 1 - Определение характера насыщения пластов-коллекторов

Граничные коэффициенты		
Значение W_h	Значение B_h	Характер насыщения
< 0.5	>100	Сухой газ
0.5-17.5	$W_h < B_h$	Газ, газоконденсат
17.5-40	$W_h > B_h$	Нефть
> 40	$W_h > 40 B_h$	Остаточная нефть

Методика палетки Пикслера. Эта диаграмма/палетка была предложена Пикслером в его работе "Formation Evaluation by Analysis of Hydrocarbon Ratios", опубликованной в одном из журналов в 1969 году. На этой диаграмме граничными линиями обозначены эмпирически определенные границы зон нефтегазоносности.

На диаграмме графиком отражаются результаты анализа конкретной пробы. Угол наклона графика позволяет судить о том, что можно добыть из данного коллектора - углеводороды или углеводороды с водой. В том случае, когда график идет вправо вверх, можно говорить о том, что в разрезе присутствует коллектор углеводородов, не содержащий воды. И наоборот, когда линия графика идет влево-вверх, речь может идти об обводненном коллекторе.

Последняя тенденция может проявляться и для коллекторов, в которых нефть находится в условиях ниже давления насыщения, что впрочем, встречается довольно редко.

Следует отметить, что эта диаграмма не может с достаточной достоверностью описывать зоны с очень низкой проницаемостью, но большая крутизна линии графика свидетельствует о низкой проницаемости пластовых пород.

Методика построения палеток раздельного анализа газа (РАГ) является классической методикой прогнозной оценки характера. По данным компонентного газового анализа полученного при опробовании или испытании пластов, и для типовых месторождений строились палетки РАГ. На этих палетках, на вертикальных осях откладывались средние величины относительного содержания УВ в процентах. Полученные по результатам газового каротажа, опробования или испытания пластов как для продуктивных, так и для водоносных (непродуктивных) пластов. Через эти точки для каждого пласта проводились кривые (ломаные линии), характеризующие средний компонентный состав газа в пласте. На первом этапе исследования по материалам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины определены фоновые показания.

Технология выделения нефтегазоносных пластов в процессе бурения предусматривает три основных этапа: первый – литолого-стратиграфическое расчленение разреза в процессе бурения скважины, второй – выделение пласта-коллектора и третий – оценка характера насыщения коллектора.

Признаками вскрытия пласта-коллектора по результатам проб бурового шлама и керна являются: изменение литологического и минерального состава пород, увеличение открытой пористости, наличие трещиноватости и кавернозности пород. После выделения пласта-коллектора очень важной задачей является определение характера его насыщения.

Характер насыщения коллектора определяется с учетом изменения следующих основных показателей:

- газонасыщенность шлама, керна, промывочной жидкости;
- относительный состав углеводородных газов;
- цвет люминесценции;

- тип битумоида;

При неоднозначном заключении о характере насыщения пласта необходимо использовать материалы ИПТ и ГИС. Испытатели пластов почти всегда дают достоверную информацию о характере насыщения. Ценную информацию о характере насыщения объекта дают геофизические методы: электрические, электромагнитные, акустические и радиоактивные.

Служба ГТИ представляет собой единую систему, включающую станцию ГТИ с персоналом на буровой, службу технического и метрологического обеспечения и службу обработки и интерпретации информации на базе.

Станция ГТИ представляет собой информационно-измерительную систему, обеспечивающую непрерывное получение данных об изменении физических параметров анализируемых сред и объектов на всех этапах строительства скважины.

В соответствии с ГОСТом на проведении ГТИ, на скважине расположены следующие датчики:

1. Датчик глубины (датчик оборотов вала буровой лебедки);
2. Датчик крутящего момента ротора;
3. Датчик момента на ключе;
4. Датчик оборотов ротора;
5. Датчик ходов насоса;
6. Датчик давления ПЖ на входе;
7. Датчик потока (расхода) ПЖ на выходе;
8. Датчик уровня ПЖ в приемной емкости;
9. Датчик плотности ПЖ в приемной емкости;
10. Датчик температуры ПЖ на входе (в емкости);
11. Датчик температуры ПЖ на выходе;
12. Датчик нагрузки на крюке;
13. Датчик электропроводности ПЖ на выходе.

Для дегазации раствора используется дегазатор активного типа, размещенный на участке восходящего потока бурового раствора перед

виброситом. В системе геолого-технологических исследований дегазатор служит для частичного выделения растворенного газа из промывочной жидкости.

Дегазация и анализ газовой смеси производятся непрерывно в процессе бурения и достигаются при помощи дегазаторов, которые работают на различных принципах: понижении давления над раствором (созданием вакуума); подогреве, механическом воздействии или несколькими средствами одновременно.

Раздел 3 результаты работ. Геолого-геохимические исследования при строительстве поисково-оценочной скважины №1, Малиновской площади проведены геологической службой ГТИ в интервале 85-885м.

Наряду с этим комплекс геолого-геохимических исследований включал в себя предварительное литолого-стратиграфическое расчленение разреза, отбор образцов шлама и керна и люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) проб шлама и керна.

Рассмотренные во второй главе методики использованы для решения прогностических геолого-геофизических задач, включающих литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов и оценку их характера насыщения

При исследовании скважины, в процессе проведения ГТИ по данным геолого-геохимических исследований, а также по данным газового каротажа были выделены перспективные объекты:

- верейско-мелекеского горизонта в интервалах: 502,4 – 503,5м - пласты-коллектора с остаточным нефтенасыщением; 532,6 – 536,3м - пласты-коллектора газонефтенасыщенные; 536,4 - 538,5м; 539,7 - 542,1м; 543,8 - 546,2м - пласты-коллектора с остаточным нефтенасыщением;
- башкирского яруса в интервалах: 615,1 - 618,3м пласты-коллектора нефтегазонасыщенные, 618,3 - 626,4м - пласты-коллектора с остаточным нефтенасыщением.

Заключение. ГТИ занимают ведущее место в комплексе ГИРС и позволяют решать следующие задачи:

- Обеспечение безопасности проведения работ при строительстве скважины;
- Геологические задачи;
- Технологические задачи;
- Контроль процессов освоения и испытания скважин.

При выполнении магистерской работы, в соответствии с поставленной во введении задачей, в настоящей работе дано описание комплексов геолого-технологических исследований, описано геологическое и тектоническое строение района работ, описаны методы и методики выполнения геолого-технологических исследований, газового каротажа, люминесцентно-битуминологического анализа, дано описание трех распространённых методик определения характера насыщения – методики палетки Пикслера, «Geolog» и палетки РАГ.

В процессе проведения ГТИ по данным геолого-геохимических исследований, а также по данным газового каротажа были выделены перспективные объекты:

- верейско-мелекесского горизонта в интервалах: 502,4 – 503,5м - пласты-коллектора с остаточным нефтенасыщением; 532,6 - 533,1м, 533,7 - 534,5м, 535 - 535,4м, - пласты-коллектора газонефтенасыщенные; 536,3 - 536,9м, 537,6 - 538,4м, 539,7 - 542,1м; 543,8 - 546,2м - пласты-коллектора с остаточным нефтенасыщением;
- башкирского яруса в интервалах: 615,1 - 618,3м пласты-коллектора нефтегазонасыщенные, 618,3 - 626,4м - пласты-коллектора с остаточным нефтенасыщением.

Достоверность определения характера насыщения, а, следовательно, и качество проведения в исследуемой скважине газового каротажа были подтверждены сделанными расчетами по рассмотренным ранее методикам:

методики «Geolog», методики Пикслера и методики построения палетки РАГ.

По данным методики «Geolog» интервалы 502,4-503,5м, 543,8-546,2 насыщены остаточной нефтью; интервалы 532,6-536,4м, 536,4-538,5м, 615,1-618,3м, 618,3-626,4м, определяются как насыщенные нефтью; и интервалы 539,7-542,1м, определены как газ, газоконденсатные. По данным методики Пикслера интервалы 532,1-542,1м, 542,1-549,1м являются нефтенасыщенными, а в интервале 616,4-629,4 наблюдаются газонефтенасыщенные пласты. По данным методики построения палетки РАГ интервалы 532,1-542,1м, 542,1-549,1м, 616,4-629,4 определяются как насыщенные газом.