

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 и оценка характера их насыщения в процессе
бурения методами ГТИ»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Натеганова Андрея Эдуардовича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

К.Б. Головин

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2016

Введение

Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин и 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, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Целью данной бакалаврской работы является выделение коллекторов и оценка характера их насыщения в процессе бурения.

Для достижения цели были решены задачи – описан разрез вскрываемый скважиной, рассмотрены методы, аппаратура ГТИ.

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;
- литологические, петрофизические, газометрические исследования керна и шлама; комплекс литологических, петрофизических, газометрических исследований керна и шлама включает в себя кальциметрию,

люминисцентно-битуминологический анализ (ЛБА), термовакуумную дегазацию (ТВД), определение минералогической плотности и коэффициента пористости;

- построение шламограммы и литологической колонки с предполагаемой стратиграфической привязкой вскрываемых отложений (стратиграфическая привязка уточняется в процессе дальнейшего строительства скважины после проведения ГИС и палеонтологических исследований шлама и керна);
- оперативный комплексный анализ материалов, полученных в результате исследований керна и шлама, газового каротажа, фильтрационного каротажа, детального механического каротажа, с привлечением материалов ГТИ и ГИС по исследуемой и соседним скважинам.

Область применения ГТИ включает исследование поисковых, разведочных, эксплуатационных, опорно-параметрических и опорно-технологических скважин.

Материал для своей бакалаврской работы я получил, работая технологом в партии геолого-технологических исследований в геофизической организации ООО «Союзнефтегазсервис-Гео».

Основное содержание работы

В разделе 1, геолого-геофизическая характеристика, в административном отношении район работ скважины №1 Малиновской площади расположен в Саратовской области в пределах Балаковской вершины Пугачёвского 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, осложнённой структурной формой II порядка – Пугачёвским 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), Мечёткинское нефтегазоконденсатное (залежи в тимано-пашийских, ардатовских, воробьёвских и клинцовских отложениях). Красно-Ярское и Балаковское месторождения расположены на Балаковской вершине Пугачёвского свода, Коптевское месторождение – на Марьевской вершине Пугачёвского свода. Остролукское месторождение находится севернее района работ и приурочено к южному склону Жигулёвского свода.

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

1. средне-верхнедевонский (карбонатно-терригенный);

2. верхнедевонско-нижнекаменноугольный (преимущественно карбонатный);
3. ниже-верхневизейский (терригенный);
4. серпуховско-нижнебашкирский (карбонатный);
5. верейско-мелекесский (преимущественно терригенный);
6. верхнемосковско-нижнепермский (карбонатный).

В разделе 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;
- 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.

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.

При добавках в буровой раствор нефти или других люминесцирующих веществ частицы шлама или кусочки керна разламываются и просматриваются в свежем изломе под люминесцентным осветителем при 7-10-кратном увеличении. При визуальном просмотре отмечаются цвет, размер и интенсивность люминесценции битуминозных веществ, а также взаимное расположение битуминозных компонентов между собой. Цвета люминесценции, наблюдаемые при визуальном просмотре, обычно отличаются меньшим разнообразием (голубые, синие, беловато-голубые, беловато-желтые).

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. Значительно реже газовый каротаж используется при бурении разведочных скважин на уголь, где используется в основном для определения содержания метана в единице горючей массы. 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.

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

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

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

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

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.

Полученные значения рассчитанные по формулам сравниваются с

граничными, приведенными в таблице 1.

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

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.

На первом этапе, непосредственно в процессе бурения скважины, строится литологическая колонка с выделением пластов-реперов и стратиграфических границ разновозрастных пород и сравнением ее с геолого-техническим нарядом на скважину (ГТН) и корректировкой проектного геологического разреза, приведённого в ГТН.

На втором этапе работ проводится выделение в разрезе бурящейся скважины пласта-коллектора с оценкой фильтрационно-емкостных свойств пород. В терригенных разрезах первичным признаком вскрытия коллектора является, в большинстве случаев, увеличение механической скорости бурения, в карбонатных – изменение расхода промывочной жидкости на выходе и уменьшение или увеличение объема ПЖ в приемной емкости.

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;
- концепция нефти и битума в горных породах.

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.

Устройство и принцип работы дегазатора. Дегазатор - технологическая установка для дегазации бурового раствора, выполняющая следующие функции:

- восстановление удельного веса буровых промывочных растворов после их грубой очистки от выбуренной породы;
- выделение из бурового раствора попутных газов и направление их в газовоздушную линию;
- использование либо в качестве первой ступени очистки раствора от газа, либо в качестве второй ступени после газового сепаратора (в случае метода бурения при равновесном и несбалансированном давлении в скважине).

В конструктивном и технологическом плане дегазаторы делятся на:

- вакуумные
- центробежно-вакуумные
- атмосферные

В разделе 3, результаты работ, сопровождение строительства скважины №1 Малиновской площади геолого-технологическими исследованиями начато на этапе бурения скважины под обсадную колонну 245мм и продолжено до спуска эксплуатационной колонны 146мм при глубине забоя 886,6м.

Проведен комплекс геолого-геохимических исследований с использованием суммарного газоанализатора, фиксирующего суммарные газопоказания в газовой смеси и автоматизированного газохроматографа «СНГС-04М», осуществляющего отдельный компонентный анализ УВ газов предельного ряда C₁-C₅ и водорода H₂.

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

Стратиграфическое расчленение и увязка вскрытого разреза выполнены по данным ГТИ с помощью анализа каменного материала и данным ГИС. Глубины залегания стратиграфических подразделений и их толщины приводятся по стволу скважины.

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.

3.1 Проведение геолого-технологических исследований

При сопровождении бурения представителям Заказчика предоставлены оперативные сведения о строении геологического разреза, газовых аномалиях. Использована технология удаленного мониторинга строительства скважины с реально-временной передачей регистрируемых станцией ГТИ технологических параметров.

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 бакалаврской работы была поставлена цель - выделение коллекторов и оценка характера их насыщения в процессе бурения методами ГТИ. Для достижения поставленной цели в работе была описана геолого – геофизическая характеристика территории исследования, рассмотрена методика работ, аппаратура для проведения ГТИ.

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.