

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГОСУ-  
ДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ  
Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Повышение геологической информативности методов исследования  
скважин по промывочной жидкости  
(на примере Ягодного месторождения)»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы  
направление 05.03.01 геология  
геологического ф-та  
Волкова Богдана Алексеевича

**Научный руководитель**

К. г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Б.А. Головин

**Зав. кафедрой**

К. г.- м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2019

**Введение.** Данные наблюдений за параметрами бурового процесса с целью получения оперативной информации о геологическом разрезе скважин используются уже давно.

Промысловые исследования в этом направлении были проведены путем анализа газов в эпизодически отбираемых пробах раствора в 1934г. М.Н.Бальзамовым под руководством В.А. Соколова.

Существенный качественный скачок газовый каротаж претерпел с внедрением в практику работ газовой хроматографии, разработанной в 1951-55гг. В.А. Соколовым, А.М. Туркельтаубом и В.А. Жуховицким.

Кроме вышеперечисленных исследователей в развитии метода сыграли роль саратовские ученые Л.М. Чекалин, Б.А. Головин, С.В. Кожевников и др. Информация, накапливаемая в результате проведения геологических, геохимических, гидродинамических, технологических исследований позволяет не только решать многие геологические задачи, но и оптимизировать сам процесс бурения скважины. Решающее значение при проводке скважины имеют буровые растворы, которые являются бесперебойным каналом связи, обеспечивающим получение информации, связывающим продуктивный горизонт с дневной поверхностью. От их способности выполнять свои функции в различных геолого-технических условиях зависит не только эффективность буровых работ, но и срок службы скважины.

Тяжелые осложнения в процессе бурения, приводящие в некоторых случаях к ликвидации скважины, зачастую обусловлены низким качеством буровых растворов, отсутствием надежных методов и средств управления ими. Все это обуславливает целесообразность затрат на повышение качества и мониторинг свойств дисперсных систем в процессе бурения.

Основная технологическая операция промывки скважины - прокачивание бурового раствора по ее стволу. Однако для выполнения этой операции необходимо реализовать вспомогательные операции: приготовление раствора, его утяжеление, обработку химическими реагентами, очистку от шлама и газа и др. На данный момент в рассматриваемых геологических условиях

есть определенные трудности с поддержанием регламентированных свойств бурового раствора, связанные со сложным тектоническим строением и геологическим разрезом (сочленение двух структур Бузулукской впадины и Восточно-Оренбургского поднятия).

Цель данной работы состоит в **оперативном изучении характеристик и свойств бурового раствора, и использования их для получения геолого-геофизической информации в процессе бурения, служащей основой повышения качества проводки скважины в геологических условиях палеозойского нефтегазового комплекса.**

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- Изучено геологическое строение района на примере Ягодного месторождения (Оренбургского нефтегазоносного района);
- Выбран комплекс информативных свойств промывочной жидкости для изучения геолого-геофизических и технологических параметров в процессе бурения в изученных геологических условиях;
- Прослежены закономерности изменения параметров раствора, характеризующие зоны ГВНП для каждого исследуемого комплекса.

**Основное содержание работы. Раздел 1 «Геологическая характеристика района работ».** Ягодное месторождение расположено в 10 км. к юго-востоку от ж.д. ст. Новосергиевка, в 3 км. к югу от асфальтированной дороги Бузулук-Оренбург, Район сельскохозяйственный, электрифицирован и экономически освоен. В сжатой форме рассмотрены история исследований, геолого-геофизическая характеристика разреза осадочного чехла, особенности тектонического строения района работ. Общая площадь Ягодного лицензионного участка в Оренбургской области составляет почти 500 кв. км, на его территории расположено Землянское месторождение, открытое в 1978 году. Извлекаемые запасы Землянского месторождения составляют около 1 млн.т. Ранее в границах участка велись поисковое и разведочное бурение, а также сейсмо-разведочные работы 2D и 3D. Для уточнения запасов в ближайшие годы геологическое изучение Ягодного продолжится. В частности, в 2015 году была

выполнена сейсмика 3D в объеме 510 кв. км, по результатам которой в ближайшее время планируется начать бурение скважин. Участок расположен в пределах Новосергиевского и Переволоцкого районов Оренбургской области, где хорошо развита транспортная и нефтегазовая инфраструктура. В непосредственной близости находятся другие активы «Газпромнефть-Оренбурга» - Капитоновское, Царичанское, Балейкинское, Филатовское месторождения, а также Уранский участок и приобретенный компанией Кувайский лицензионный участок.

**Раздел 2 «Методика проведения работ».** Бурение скважин является единственным результативным методом добычи углеводородного сырья. При бурении скважин имеют место следующие процессы: циркуляция бурового раствора и его фильтрация в пласт, рост и разрушение глинистой корки. Эти взаимосвязанные процессы в каждый момент времени по-разному влияют на формирование зоны проникновения. К моменту каротажа именно они определяют состояние и свойства исследуемой среды.

При вскрытии пласта-коллектора под влиянием перепада давления скважина - пласт начинается проникновение промывочной жидкости или его фильтрата в пласт. При этом установлены три этапа: 1) опережающее проникновение под режущую кромку инструмента; 2) радиальная фильтрация во время образования глинистой корки, зоны кольтматации (глинизации) и зоны проникновения; 3) радиальная фильтрация через глинистую корку и зону кольтматации с возможным нарушением целостности глинистой корки во время спускоподъемных операций бурового инструмента. Фильтрационный каротаж проводится с целью выявления в процессе бурения проницаемых интервалов, выделения коллекторов и предупреждения осложнений, связанных с поглощениями и проявлениями. Физическая сущность метода состоит в том, что при вскрытии проницаемого пласта ввиду разности забойного и пластового давлений происходит фильтрация бурового раствора в пласт или поступление в скважину пластового флюида, вследствие чего изменяется объем циркулирующей промывочной жидкости и расход ее на выходе из

скважины.

Для проведения расходомерии измеряется и сравнивается количество бурового раствора, нагнетаемого в скважину ( $Q_{вх}$ ) и выходящего из скважины ( $Q_{вых}$ ), или измеряется объем бурового раствора в приемных емкостях.

При первом способе в процессе бурения непрерывно регистрируется расход бурового раствора на входе и выходе из скважины с помощью расходомеров и определяется дифференциальный расход по формуле 1:

$$\Delta Q = Q_{вых} - Q_{вх} \quad (1)$$

Дифференциальный расход характеризует дебит притока пластового флюида в скважину (при  $Q_{вых} > Q_{вх}$ ) или поглощения промывочной жидкости (при  $Q_{вых} < Q_{вх}$ ).

При бурении в интервале непроницаемых пород  $Q_{вых} = Q_{вх}$ , соответственно  $\Delta Q = 0$ .

При вскрытии коллектора с пластовым давлением меньше забойного происходит фильтрация бурового раствора в пласт, вследствие чего  $Q_{вых} < Q_{вх}$ .

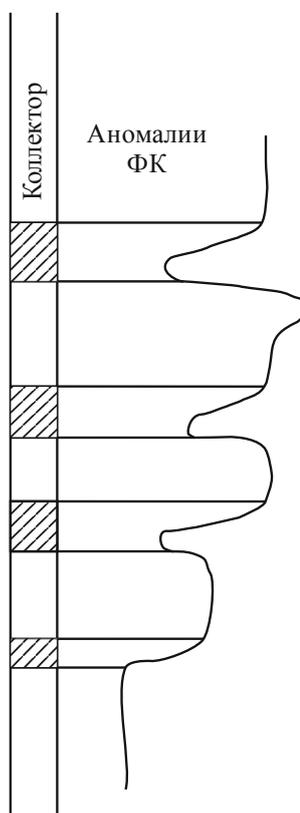


Рисунок 1 – Идеализированная кривая фильтрационного каротажа

По мере увеличения мощности вскрываемого коллектора дебит поглощения будет возрастать и достигнет максимума при вскрытии подошвы пласта, после чего начнет уменьшаться за счет образования на стенках скважины глинистой корки. При вскрытии коллектора, пластовое давление которого больше забойного, из коллектора будет поступать пластовая жидкость, вследствие чего  $Q_{\text{вых}} > Q_{\text{вх}}$ . По мере увеличения мощности вскрываемого коллектора дебит притока будет возрастать и достигнет максимума в момент вскрытия подошвы пласта, после чего останется постоянным до тех пор, пока величина депрессии не изменится

**Раздел 3 «Технология промывки скважин».** Функции буровых растворов характеризуют задачи, выполняемые буровыми растворами, как показано в таблице 1, хотя не все функции находят свое применение при бурении различных скважин. Степень значимости той или иной функции раствора определяется состоянием скважины и тем, какая операция проводится в данный момент.

Таблица 1 - Функции и ограничения процесса промывки скважин

Функция	Ограничение
Разрушать забой	Не разрушать долото, бурильный инструмент и оборудование
Очищать забой от шлама и транспортировать шлам на дневную поверхность	Не размывать ствол скважины
Компенсировать избыточное пластовое давление флюидов	Не приводить к поглощениям раствора и не подвергать гидроразрыву пласта
Предупреждать обвалы стенок скважины	Не ухудшать проницаемость продуктивных горизонтов
Взвешивать компоненты раствора и шлам	Не приводить к высоким потерям гидравлической энергии
Сбрасывать шлам в отвал	Не сбрасывать в отвал компоненты бурового раствора

Смазывать и охлаждать долото, бурильный инструмент и оборудование	Не вызывать осыпей и обвалов стенок скважины
---	--

Часто стремление к качественному выполнению процесса промывки приводит к невыполнению ограничений. В этих случаях, прежде всего, решаются оптимизационные задачи, цель которых – выбрать в каждом конкретном случае экономически наиболее выгодное сочетание технологических показателей процесса промывки, обеспечивающих минимальную стоимость скважины и достижение поставленной цели при сохранении высокого качества объекта. Современные буровые растворы отличаются по своим составам, весу, вязкости и прочим характеристикам, поэтому их приготовление производится с учетом таких факторов, как индивидуальные особенности разрабатываемых залежей, применяемые технологии, финансовые параметры и так далее.

От качества используемого раствора напрямую зависит продуктивность выполняемых с его помощью работ. Главными свойствами таких составов являются:

- плотность;
- вязкость;
- напряжение сдвига;
- водоотдача.

Для обеспечения максимальной эффективности бурения, свойства таких растворов держат под постоянным контролем с помощью посредством ввода в них особых реагентов для повышения качественных характеристик.

К примеру, чтобы уменьшить водоотдачу, в буровой раствор добавляют углещелочные или сульфитно-спиртовые материалы, а также целлюлозные добавки или модифицированный крахмал. Реологические свойства получают путем добавления в состав веществ, понижающих вязкость (к примеру, фосфат, полифенол, нитролигнин и так далее).

**Раздел 4 «Результаты исследований».** Исследуемая скважина заложена для добычи нефти из колганской толщи франского яруса. Сопровождение строительства скважины месторождения геолого-технологическими исследованиями начато в процессе бурения под обсадную колонну - кондуктор Ø324мм при глубине забоя 0м и продолжено до спуска эксплуатационной колонны Ø178мм при глубине забоя 3922м. Кроме непрерывного фиксирования частичной газонасыщенности бурового раствора был выполнен полный комплекс геолого-геохимических и геолого-технологических исследований.

Интервал бурение: 2043-3024м. Сборка КНБК в интервале 0-29м (опресовка ВЗД). Продувка манифольда. Спуск инструмента в интервале 29-2017м. Проработка в интервале 2017-2043м. Бурение в интервале 2043-3024м. при бурении в интервале 2215-2918м зафиксировано частичное поглощение 2м<sup>3</sup>/ч., при бурении в интервале 2664-2674м. (повышение газопоказаний до 1,6-2%). Запись гаммы каротажа в интервале 2974-3024м (зафиксировали поглощение с интенсивностью 30м<sup>3</sup>/ч, повышение газопоказаний до 51%) с проработкой, наращивание, промывка и снятие замера ТС и ориентирование ТС.

Параметры бурения (ГТН/факт): нагрузка на долото -14-18/8-16т; давление на входе - 170-220/130-215атм; расход на входе -36-40/40-45л/сек.

Параметры промывочной жидкости (ГТН/факт): плотность - 1,02-1,07/1,04-1,07г/см<sup>3</sup>; условная вязкость - 28-45сек.

По результатам полученных исследований с целью ликвидации выявленных осложнений в интервале 2974–3024 была произведена промывка на забой (прокачка очищающий ВУС-10м<sup>3</sup>, закачка асфальтеновой пачки 7м<sup>3</sup>, продавленная чистой водой). Подъем инструмента в интервале 3024-29м. Это стабилизировало уровень раствора.

Анализируя результаты фильтрационного каротажа можно отметить следующие обстоятельства. С глубины 2974 м имеет место поглощения в объеме 5м<sup>3</sup>. Совокупность признаков включающих: объем бурового раствора, литология по шламу, скорость проходки можно объяснить вскрытием

пласта коллектора. По мере углубления скважины до глубины 3005м наблюдается дальнейшее поглощение промывочной жидкости, при этом интенсивность поглощения убывает до глубины 3000м, после проведения технологических операций (долива в объеме 15м<sup>3</sup>) интенсивность поглощения вскрытого пласта достигает максимальных значений, что свидетельствует о вскрытии подошвы пласта.

После проведения комплекса промыслово-геофизических исследований представилась возможность уточнить, что причиной поглощения бурового раствора являются четыре пропластка песчаника мощностью 2–5 метров каждый.

**Заключение.** Существуют различные методы ГИС, которые способны дать достаточно точную оценку пласта, литологии, проницаемости и иных параметров. Однако исследование скважин по промывочной жидкости представляет собой методику, позволяющую получить сопоставимые результаты с несравнимо меньшими (по сравнению с ГИС) временными, экономическими, трудовыми и иными ресурсными затратами. Ценность геолого-геофизической информации, полученной на основе характеристик промывочной жидкости определяется возможностью принятия на ее основе наиболее эффективных производственных решений на всех стадиях геологоразведочных работ.

Данные наблюдений за параметрами бурового процесса с целью получения оперативной информации о геологическом разрезе скважин позволяют оптимизировать процесс бурения, избегая аварийных ситуаций и осложнений.

Поглощение буровых растворов при бурении скважин является одним из наиболее распространенных и сложных видов осложнений, требующих больших затрат средств и времени на их ликвидацию. Опыт бурения глубоких скважин показывает, что в большинстве случаев поглощение легче и дешевле предупредить, чем ликвидировать. Различные геолого-технические условия в каждом нефтегазоносном районе обязывают изыскивать действен-

ные способы предупреждения поглощений. Использованный аппаратно-методический комплекс, включающий фильтрационный каротаж и методику интерпретации позволил в изученных геологических условиях уверенно выделить зоны поглощения приуроченных к терригенным породам коллекторам, а также причины поглощения. Это дает возможность производить безаварийную проводку скважины на Ягодном месторождении. Выводы, полученные по итогам исследований на данном месторождении, применимы к работам на аналогичных геологических условиях.

Подводя итоги проделанной работе следует отметить, что:

- изучено геологическое строение района на примере Ягодного месторождения;
- выбран комплекс информативных свойств промывочной жидкости для изучения геолого-геофизических и технологических параметров в процессе бурения в изученных геологических условиях;
- прослежены закономерности изменения параметров раствора, характеризующие зоны ГВНП для каждого исследуемого комплекса.