

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Геофизическое обеспечение процесса бурения нефтегазовых скважин на
месторождении Румайла»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 431 группы очной формы обучения

геологического факультета

по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Геолого-геофизический сервис

нефтегазовых скважин»

Аль-схайли Абу Альхасан

Научный руководитель

кандидат геол.-мин.наук, доцент

Б.А. Головин

подпись, дата

Зав. кафедрой

кандидат геол.-мин.наук, доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2020

Введение. Актуальность геофизического обеспечения процесса бурения определяется тем, каждая бурящаяся скважина не застрахована от аварийных ситуаций. Ежегодные затраты времени на их ликвидацию по предприятиям нефтегазовой промышленности составляют сотни тысячи часов.

Поглощение в скважинах буровых растворов является одним из основных видов осложнений при бурении скважин во всем мире. Поглощение буровых растворов - тяжелое осложнение процесса строительства скважины, приводящее к значительным затратам времени и материальных ресурсов. При наличии зон поглощений они составляют свыше 10%, а в наиболее осложненных условиях 25-30% от общих затрат. Повышение эффективности геофизического процесса бурения нефтегазовых скважин, направленное на выявление и предотвращение поглощений, а также разработка мер по борьбе с поглощениями является весьма актуальной задачей.

Объектом исследования является месторождение Румайла, которое относится к разряду гигантских с запасами свыше 500 млн. т. Эксплуатация месторождения Румайла началась в конце 1954 г. на уровне около 1 млн. т в год. В 1955 г. добыча нефти была увеличена до 2,66 млн. т. В 1959 г. она достигла 7,67 млн. т. В период с 1960 по 1965 гг. в среднем ежегодно на Румайле добывалось 5 млн. т нефти. В 70-е годы добыча нефти составляла 25,5 млн. т в год, большей частью за счет эксплуатации «Верхнего песчаникового» (основного) продуктивного горизонта свиты Зубейр

Цель работы состоит в прогнозировании и выявлении поглощений промывочной жидкости в процессе бурения нефтегазовых скважин на примере скважин месторождения Румайла (государство Ирак).

Данная цель предполагала решение следующих **задач**:

- изучить детальное геологическое и тектоническое строение, нефтегазоносность месторождения Румайла;

- определить информативные параметры по прогнозированию и выявлению поглощений в процессе бурения
- рассмотреть меры по ликвидации поглощений в конкретных геологических условиях
- охарактеризовать поглощение бурового раствора, как основной вид осложнений в процессе бурения;
- изучить признаки поглощения бурового раствора на основе комплекса технологической информации, предоставляющей станцией ГТИ.
- охарактеризовать методы промыслово - геофизических исследований, проводимых на скважинах месторождения Румайла.

Данная работа включает введение, 3 раздела, содержащих 3 подраздела, заключение, список используемых источников.

Основное содержание работы.

Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования» содержит четыре подраздела.

Подраздел 1.1 «Общие сведения о месторождении Румайла». Содержит общие сведения о территории исследования. В административном отношении район работ скважины Румайлского месторождения расположен в южной части Ирака, около г. Басры. Месторождение Румайла разрабатывается с 1958 года. На месторождении действуют 218 скважин (по состоянию на 1.01.2009 г.). Дебиты нефти из продуктивного горизонта в свите Мишриф составляют 675-2700 т/сут., в «Верхнем песчаниковом» продуктивном горизонте свиты Зубейр они достигают 5400 т/сут.

Во втором подразделе 1.2 «Литолого – стратиграфическая характеристика района работ», приведено описание литолого-стратиграфического разреза Румайлского месторождения. Разрез исследуемого месторождения является типичным для данной части Румайлского впадины. Разрез вскрываемых бурением пород (2200-2300 м) представлен кайнозойские системой, и мезозойские системой.

В подразделе 1.3 «Тектоника» приведены данные о структурном плане изучаемой площади. Месторождение Румайла приурочено к пологой антиклинальной складке, близкого к меридиональному, простирания, длиной более 100 км и шириной до 18 км. Структура слегка ассиметричная: западное крыло несколько более крутое. Амплитуда складки по отложениям нижнего мела составляет 213 м. Длина нефтяной залежи – более 70 км, ширина – до 10 км. Структура осложнена двумя куполами Румайла и Северная Румайла. Размеры куполов по изогипсе -2255 м, соответствующей кровле свиты Мишриф (верхний мел, сеноман), составляют соответственно 36,5 x 7,5 км и 33,5 x 8,5 км при амплитуде 91 м.

Подраздел 1.4. «Нефтегазоносность» содержит информацию о нефтегазоносности района, в котором расположено исследуемое месторождение. В продуктивной толще Иракского месторождения в том числе и на месторождении Румайла, нефтеносными являются отложения олигоцен - миоцена, верхнего и нижнего мела.

Олигоцен – миоценовый горизонт включает нижнюю часть свиты Нижний Фарс (средний миоцен), сложенную глинистыми, местами песчанистыми известняками, и верхнюю часть свиты Абу Гар (олигоцен – нижний мел), представленную рыхлыми песчаниками. Эти отложения насыщены тяжелой, сернистой нефтью. Мощность горизонта изменяется от 27 до 88 м, залегает он на глубине 186-290 м. Горизонт считается непромышленным и не разрабатывается. В верхнем мелу продуктивный горизонт связан с карбонатными отложениями свиты Мишриф (верхний мел, сеноман), представленными главным образом рифовыми известняками с прослоями и пластами глинистых сланцев. Мощность свиты в пределах месторождения изменяется от 128 до 158 м, пористая часть имеет мощность 94,5-134,1 м.

Подраздел 1.5 «Состояние запасов нефти» Нефтяные месторождения Персидского залива, разведанные в течение последних 10 лет, представляют собой наиболее богатые залежи нефти. Абсолютным лидером по доказанным

запасам нефти является Ближний Восток – на его долю приходится около 61,5% от общего объема. Суммарные начальные разведанные запасы открытых и Ираке месторождений составляют 19,2 млрд. т нефти и 3,6 трлн. м³ газа. По величине начальных разведанных извлекаемых запасов выделяются три группы месторождений. Гигантские с запасами свыше 500 млн. т. В эту группу входят месторождения Румайла (2300 млн. т), Киркук (2185 млн. т), Северная Румайла (1600 млн. т), Восточный Багдад (1490 млн. т), Западная Курна (1300 млн. т), Маджнун (850 млн. т), Зубейр (700 млн. т), Ратави (660 млн. т). На них приходится почти 60% выявленных запасов нефти.

Раздел 2 «Методика исследования» содержит 3 подраздела.

Подраздел 2.1 **«Классификация осложнений при бурении скважин»** содержит определение, описание и задачи, которые выполняет ГТИ.

Они 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.

Классификация осложнений при бурении скважин

1. Разрушение стенок скважины. Данное осложнение проявляется в виде:

- уширения стенок скважины;
- сужения стенок скважины.

Изменения в стволе скважины сопровождаются следующие процессы:

- осыпи и обвалы незакрепленных горных пород, приводящие к чрезмерному загрязнению ствола скважины;
- набухание горных пород, приводящее к сужению ствола скважины;
- оползни, приводящие к частичному или полному перекрытию ствола скважины;

- желобообразование в местах резкого искривления ствола, приводящее к возникновению затяжек и посадок при спуске или подъеме колонны труб;
- растворение соленосных отложений, приводящее к образованию каверн;
- растрепление многолетнемерзлых пород, приводящее к их деградации и потере устойчивости.

2. Поглощения бурового промывочного и тампонажного растворов. Данное осложнение бывает двух видов:

- частичное;
- полное.

Поглощение бурового раствора приводит к различным дополнительным работам в скважине:

- потери бурового раствора в проницаемые пласты, приводящие к необходимости приготовления дополнительных объемов бурового раствора, а зачастую и проведения специальных глубинных гидродинамических исследований;
- недостаточное гидростатическое давление в скважине, порождающее опасность смятия находящейся в ней обсадной колонны и выброса пластового флюида на поверхность;
- применение специальных материалов для закупорки поглощающих пластов, требующее их доставки на буровую, монтажа специальных устройств для ввода материалов в буровой раствор;
- недоподъем тампонажного раствора за обсадной колонной, приводящий в ряде случаев к необходимости исправительных тампонажных работ.

3. Пластовые флюидопроявления. Данное осложнение проявляется в виде: газопроявления, нефтепроявления, водопроявления, смешанного флюидопроявления.

Флюидопроявления в скважине приводит к следующим процессам: газирование бурового раствора, приводящее к необходимости его дегазации и дополнительной обработке химическими реагентами; разбавление бурового раствора пластовыми флюидами, приводящее к необходимости его

частичной замены; межпластовые перетоки флюидов, требующие дополнительного разобщения пластов из-за их несовместимости при проходке открытым стволом; заколонные флюидопроявления, приводящие к опасному скоплению газа непосредственно на устье бурящейся скважины;

- возникновение грифонов, приводящее к проникновению газа на дневную поверхность и возникновению его взрывоопасной концентрации в окрестностях скважины.

4. Прихваты колонны труб в необсаженном стволе скважины проявляется в виде: перепада давления; желобной выработки; заклинивания колонны; сочетания всех трех факторов.

Данное осложнение в скважине сопровождаются следующие процессы: одностороннее прижатие колонны труб к проницаемому пласту за счет репрессии между ним и скважиной; заклинивание колонны в желобной выработке вида «замочная скважина»; заклинивание долота сальником или в сужении ствола скважины; прихват колонны обвалившимися породами.

Поскольку изучение поглощения бурового инструмента является задачей данной работы, рассмотрим их подробнее.

Подраздел 2.2 «Поглощения бурового раствора в процессе бурения».

Поглощение промывочной жидкости объясняется превышением давления столба жидкости в скважине над пластовым давлением (чем больше эта разность, тем интенсивнее поглощение), а его интенсивность – характером объекта поглощения.

Поглощающими объектами могут быть: продуктивные нефтегазоносные и водоносные пласты с большой пористостью и проницаемостью и относительно невысоким пластовым давлением; дренированные пласты, т. е. продуктивные нефтегазоносные и водоносные пласты, в которых в результате продолжительной эксплуатации снизилось давление, образовались дренажные каналы, по которым может перемещаться промывочная жидкость; трещиноватые и кавернозные породы, а также

породы, перемятые и нарушенные тектоническими сдвигами, карстовые пустоты.

Главной причиной поглощений промывочной жидкости в пласт является превышение давления в скважине над давлением в пласте. В результате такого превышения промывочная жидкость, преодолевая местное гидравлическое сопротивление, будет проникать в трещины, каверны и поры пород. Поглощение вызывается как геологическими, так и технологическими причинами.

В первом случае пластовое давление в зоне поглощения ниже нормального. Это может происходить за счет: наличия в разрезе проницаемого коллектора; недостаточной изученности разреза (наличия в разрезе пластов с аномально низким пластовым давлением).

Во втором случае давление в скважине по ряду причин превышает пластовое. Причиной может быть рост гидростатического или гидродинамических давлений.

Признаком поглощения при спуске является уменьшение объема вытесняемого из скважины раствора относительно объема металла спускаемых труб.

Такое соотношение может быть следствием:

- поглощения локальной порции раствора под действием эффекта поршневания, т. е. само поглощение происходит только при наличии дополнительной гидродинамической составляющей забойного давления, которое прекращается при остановке инструмента;
- непрерывного поглощения раствора пластом. Различаются эти ситуации при тщательном визуальном контроле а уровнем в скважине при неподвижном инструменте.

Снижения влияния эффекта поршневания обычно обиваются уменьшением скорости спуска инструмента, допустимая величина которой должна быть определена из условия недопустимости гидроразрыва пласта.

По данным ГТИ, представленным на Приложении А, можно определить давление начала поглощения. Физическую основу этого метода составляет зависимость интенсивности фильтрационных процессов от перепада давления.

Подраздел 2.3 «Мероприятия по предупреждению и ликвидации» рассматривает основы Опыт борьбы с поглощениями показывает, что одним из эффективных методов предупреждения и ликвидации поглощений является закупорка поглощающих каналов с помощью наполнителей. В качестве наполнителей широко применяют: резиновую крошку, хромовую стружку, отходы реактопластов, улюк (отходы хлопкового волокна), выбуренный шлам, кордное волокно, целлофановую стружку, ореховую скорлупу, древесные опилки и др.

В третьем разделе «Результаты исследования» приводятся данные ГТИ по скважине №1 Учебной площади. При бурении монотонной толщи терригенных отложений в 3:00 отмечено увеличение скорости проходки, приуроченное к вскрытию карбонатных отложений. В 3:45 зафиксировано резкое снижение значения параметра «расход на выходе» до нуля, а также отмечено резкое снижение объёма промывочной жидкости в рабочих емкостях. Одновременно с падением расхода на выходе отмечается снижение плотности и температуры бурового раствора на выходе, а также снижение газопоказаний C_1+C_5 . Данная ситуация диагностируется как полное поглощение бурового раствора без выхода циркуляции.

Комплекс геофизических исследований скважин, проводимый в скважинах на исследуемом месторождении Румайла, обусловлен геологическими условиями месторождения и включает в себя методы электрического каротажа (кажущееся сопротивление (КС), самопроизвольной поляризации (ПС), микрозонды (МК), боковой каротаж (БК), каверномер (КР); методы радиометрии (гамма каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-

П); методы акустики (акустический каротаж по скорости (АК) и акустический цементомер (АКЦ)).

Заклучение. В результате проведенного исследования показано, что геолого-технологические исследования позволяют минимизировать риски аварий и оптимизировать процесс строительства скважины. По его данным можно в режиме реального времени следить за технологическими параметрами на буровой и на основе этих данных принимать оперативные решения.

При подготовке и написании данной работы автор изучил геолого-геофизическую характеристику района работ. По литературным данным были изучены осложнения при строительстве скважин, такие как поглощение бурового раствора. На основе полученных знаний были интерпретированы материалы ГТИ и ГИС по скважине месторождения Румайла.

Представленная в работе характеристика комплекса ГИС, применяемого на месторождении Румайла (государство Ирак), может быть использована в качестве учебного материала для изучения геофизических исследований скважин на месторождениях мира.

Полученные результаты свидетельствуют об эффективности применения тампонажных смесей, для успешного проведения изоляционных работ. В работе показано, что следует использовать такие тампонажные смеси, которые обладают дополнительными сопротивлениями при движении в пористой среде и вязкость которых сильно возрастает при высоких скоростях сдвига. Эти свойства присущи вязкоупругим жидкостям. Придать тампонажным смесям вязкоупругие свойства можно обработкой их полимерными материалами.