



СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
SIBERIAN FEDERAL UNIVERSITY



ПРОСПЕКТ СВОБОДНЫЙ- 2017

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ

ЭЛЕКТРОННЫЙ СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ
МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ СТУДЕНТОВ,
АСПИРАНТОВ И МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ
“ПРОСПЕКТ СВОБОДНЫЙ 2017”
ПОСВЯЩЕННОЙ ГОДУ ЭКОЛОГИИ В РФ

КРАСНОЯРСК, СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

17-21 АПРЕЛЯ 2017 Г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»**

Проспект Свободный - 2017

Материалы научной конференции
посвященной Году экологии в Российской Федерации
17-21 апреля 2017 г.

Электронное издание

Красноярск
СФУ
2017 г.

**Технологии поиска, разведки, бурения и добычи нефти,
газа и газового конденсата**

АНАЛИЗ СИСТЕМ ЕСТЕСТВЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Коротышева А.В

Научный руководитель канд. техн. наук Козяев А.А

Сибирский Федеральный Университет

Сложное строение рифейского каверново-трещинного коллектора ЮТМ дает высокие неопределенности в геологических характеристиках. Изучению строения коллектора ЮТМ посвящено множество работ, что указывает на актуальность этой проблемы в нефтегазовой сфере [1]. В данной работе рассматривается вопрос о том, как характеристики систем естественной трещиноватости рифейского каверново-трещинного коллектора ЮТМ влияют на добычу УВ. Для рассмотрения этого вопроса был проведен анализ взаимосвязи характеристик системы трещин с результатами добычи по скважинам, а так же разработана модель объясняющая влияние характеристик системы трещин на добычу УВ.

Статистический анализ всех скважин Юрубчено-Тохомского месторождения.

В ходе анализа рассматривались 29 эксплуатационных горизонтальных скважин. Для них определялись параметры систем естественной трещиноватости путем статистического анализа исходной геолого-геофизической информации.

Определено, что для всех скважин выделяется два превалирующих направления простирания трещин – северо-западное (С-З) и северо-восточное (С-В) направления. Средняя густота трещин для всех скважин равна 2 тр/м³ (трещины субвертикальные), среднее значение угла падения трещин равен 75°.

Для каждой скважины проанализированы значения максимального дебита, коэффициента продуктивности и угла между основным пересечением горизонтального ствола скважины и основным направлением распространения трещин (Рис.1).

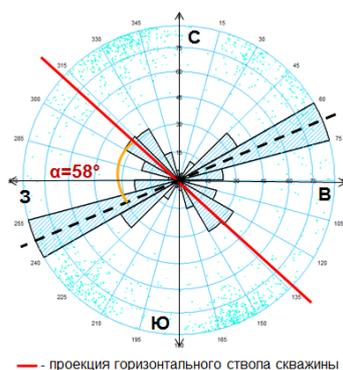


Рис.1– Роза-диаграмма азимутов простирания трещин для скважины 1

Исходя из анализа, предполагалось, что угол пересечения горизонтального ствола скважины с системой трещин будет влиять на результаты добычи углеводородов (УВ), для проверки этого построен график зависимости дебита нефти и коэффициента продуктивности от угла пересечения горизонтального ствола скважины с системой трещин (Рис. 2).

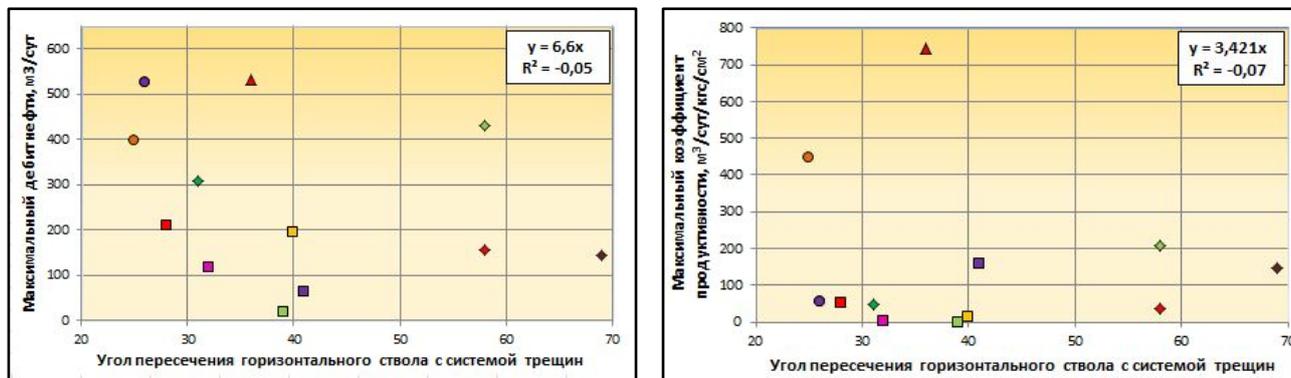


Рис.2 – График зависимости дебита нефти и коэффициента продуктивности от угла пересечения горизонтального ствола скважины с системой трещин

Проанализировав графики, делаем вывод, что угол пересечения горизонтального ствола скважины с системой трещин не влияет на результаты добычи УВ.

Далее в рассмотрение был принят основной параметр трещин – густота. Густота трещин – количество трещин одного семейства на единицу длины по перпендикуляру к этому семейству трещин.

Предполагалось, что результаты добычи УВ зависят от средней густоты трещин (Рис.3).

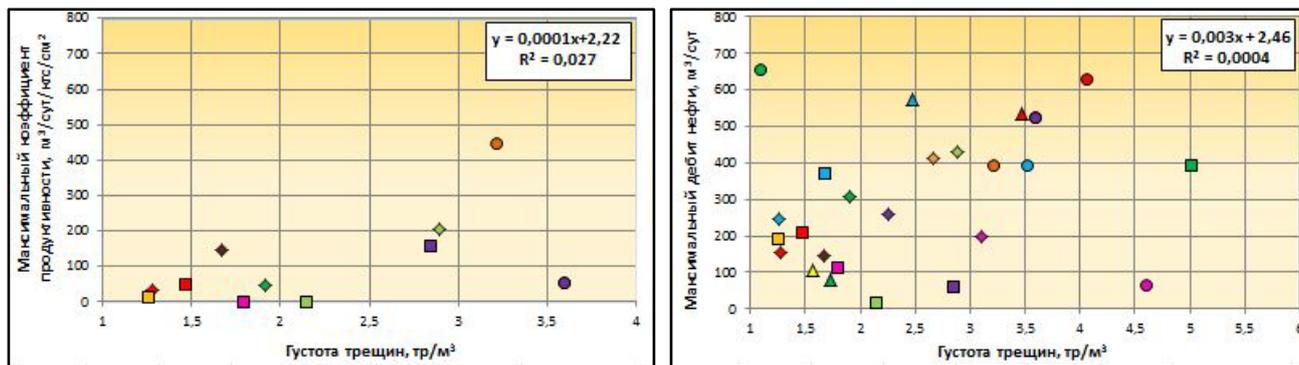


Рис. 3 – Графики зависимости дебита нефти и коэффициента продуктивности от средней густоты трещин

Очевидно, что при таком рассмотрении зависимости между результатами добычи УВ и средней густотой трещин нет.

Статистический анализ скважин Юрубчено-Тохомского месторождения в зависимости от основного направления распространения сети трещин.

В дальнейшем решено проанализировать зависимость продуктивных характеристик от пространственного простирания трещин.

Поскольку выборка скважин неоднородна, к анализу привлечены скважины, которые имеют трещины либо С-В, либо С-З простирания.

Для начала сравнивались значения коэффициента продуктивности в зависимости от пространственного положения трещин (Рис.4)

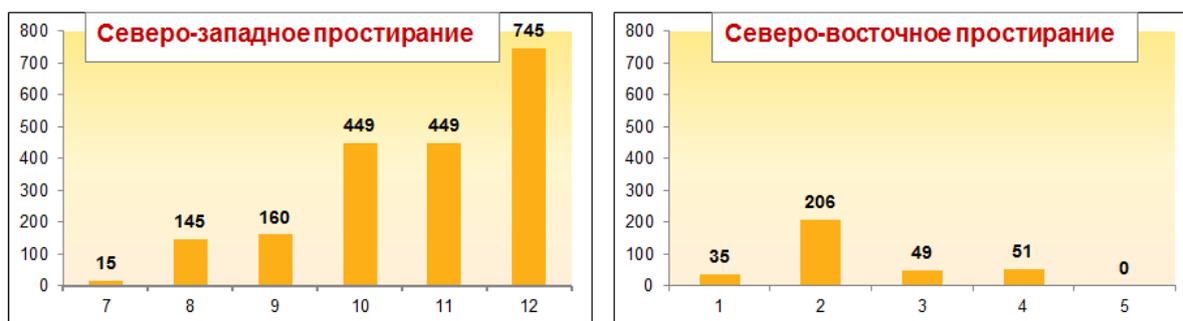


Рис. 4 – Гистограмма коэффициента продуктивности северо-западного и северо-восточного направлений

Исходя из полученных гистограмм, очевидно, что скважин вскрывшие трещины С-З простирания наиболее продуктивны чем скважины С-В простирания, при сопоставимой густоте трещин.

После разделения трещин на системы, проводился статистический анализ аналогичный вышеприведённому. Если ранее зависимость коэффициента продуктивности от густоты не выявлена, то после разделения трещин по пространственному признаку зависимость коэффициента продуктивности от густоты хорошо просматривается (Рис.5)

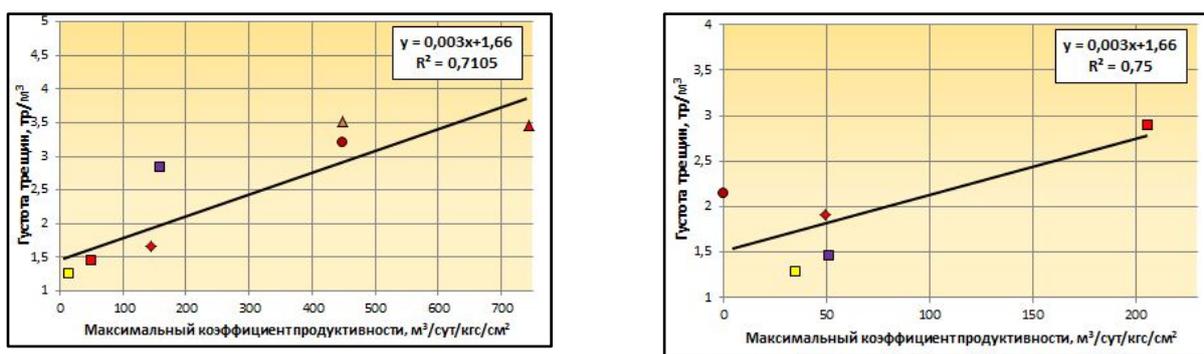


Рис. 5 –График зависимости коэффициента продуктивности от средней густоты трещин северо-восточного и северо-западного направлений

Выявленный факт можно объяснить лаконичной геологической моделью:

1. Проницаемость (продуктивность) трещинного коллектора линейно зависит от густоты и кубически зависит от апертуры (1).

$$K = \frac{1}{12} \times Ap^3 \times Int, \quad (1)$$

где K – проницаемость трещины, Д; Ap – раскрытость трещин (апертура), мкм, Int – густота трещин, тр/м³ [1].

2. Скважины, вскрывшие трещины С-З простирания наиболее продуктивны, чем скважины С-В простирания, при сопоставимой густоте трещин;

3. Изначальный статический анализ не выявил линейной зависимости между коэффициентом продуктивности и густотой, предположительно это может быть связано с различиями в раскрытости трещин;

4. После разделения трещин по системам в зависимости от простирания для каждой из систем в отдельности наблюдается линейная зависимость коэффициента продуктивности и густоты трещин, предположительно это связано с тем, что для каждой из систем трещин раскрытость примерно постоянна и они соотносятся как $Ar_{С-З} > Ar_{С-В}$;

5. Большая величина раскрытости трещин С-З простирания может быть объяснена направлениями современного горизонтального стресса.

В ходе проделанной работы рассмотрено влияние характеристик систем естественной трещиноватости рифейского каверново-трещинного коллектора ЮТМ на добычу УВ. Благодаря статистическому анализу было установлено, что пространственные характеристики систем трещин оказывают влияние на добычу УВ. Скважины, вскрывшие трещины северо-западного простирания продуктивнее скважин, вскрывших трещины северо-восточного простирания.

Высокую продуктивность скважин, вскрывших трещины северо-западного простирания можно объяснить большей раскрытостью этих трещин. Большая раскрытость этих трещин, вероятнее всего, связана с направлением современных горизонтальных напряжений.

Учет того, что наиболее продуктивными являются скважины вскрывшие трещины северо-западного простирания, наряду с другой геолого-геофизической информацией позволит оптимизировать процесс разработки месторождения.

Список использованных источников

1. В.М. Киселев, А.Р. Кинсфатор, О.И. Бойков. *Прогноз оптимальных направлений горизонтальных стволов для разработки Юрубчено-Тохомского месторождения*. Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2015, (15), 20-27.

**АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ ФЕС И ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОТ
СТРУКТУРНО-ВЕЩЕСТВЕННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОРОД НА ОДНОМ ИЗ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**

Петрусь О.А.

Научный руководитель Харитонов Е.В.

Сибирский федеральный университет Институт нефти и газа

Основные запасы нефти и газа разрабатываемых месторождений находятся в терригенных коллекторах. На них приходится доля 58 % мировых запасов нефти и 77 % газа [1]. Значительная часть терригенных отложений характеризуется сложным полиминеральным составом, повышенным содержанием карбонатного цемента и глинистого материала, которые непосредственно сказываются на ухудшении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород.

Целью работы является определение зависимости ФЕС и физических свойств от структурно-вещественных параметров пород, в том числе от содержания и типа глинистых минералов.

Для изучения влияния минералогического и гранулометрического состава на ФЕС пород-коллекторов была подобрана коллекция керн из интервалов меловых отложений яковлевской (224 образца) и нижнехетской (307 образцов) свит одного из месторождений Восточной Сибири. Эти свиты являются наиболее изученными как по количеству исследуемых образцов, так и по комплексу петрофизических исследований. Изучение гранулометрического и минералогического составов исследуемых свит проводилось по полному описанию петрографических шлифов и данным рентгено-фазового анализа (РФА). В результате петрографических исследований были определены пористость K_p , проницаемость $K_{пр}$, объемная и минералогическая плотности.

По гранулометрическому составу в породах яковлевской и нижнехетской свит преобладает алевритовая и песчаная фракции, реже глинистая. В яковлевской свите по минералогическому составу породы полевошпатово-кварцевые. Содержание *кварца* – 42,1 %, *ПШ* – 40,3%, *плагиоклазов* 1 – 2,5 %, *обломков пород* – 11,2 %. Цемент хлорит(8,9%) – гидрослюдисто(10,6%) – каолинитового(49,9%) состава. В нижнехетской свите по минералогическому составу порода полевошпат-кварцевая. Содержание *кварца* – 42,5 %, *ПШ* – 39,3 %, *обломков пород* – 11,6%. Цемент глинисто-гидрослюдистый(10-20 %),

карбонатный(1-20 %), хлоритовый(1-2 %). Среди глинистых минералов преобладают: каолинит – 51,7%, хлорит – 31,5%, гидрослюда – 26,9%.

Распределение в поровом пространстве флюидов, а также характер их фильтрации во многом зависят от петрофизических свойств пород. Одни параметры способствуют улучшению коллекторских свойств, другие – их ухудшению.

Одним из факторов, определяющих пористость и проницаемость терригенных коллекторов, является размерность зерен породообразующих минералов и их сортировка. Теоретически размер зерен не должен влиять на пористость [2]. На пористость пород большее влияние оказывает сортировка обломочных частиц. Следовательно, между распределением зерен по размеру и пористостью не существует прямой связи, что подтверждается сопоставлением, приведенным на рисунке 1 (а, б). Однако для нижнехетской свиты в области размера зерен до 70 мкм наблюдается прямая зависимость с пористостью. Принято считать, что на коэффициент проницаемости обломочных пород влияют сразу несколько факторов: гранулометрический состав пород, сортировка, форма зерен и упаковка [3]. Из приведенных построений по яковлевской и нижнехетской (рис. 1 (в,г)) свитам можем наблюдать сравнительно прямую связь между проницаемостью и гранулометрическим составом.

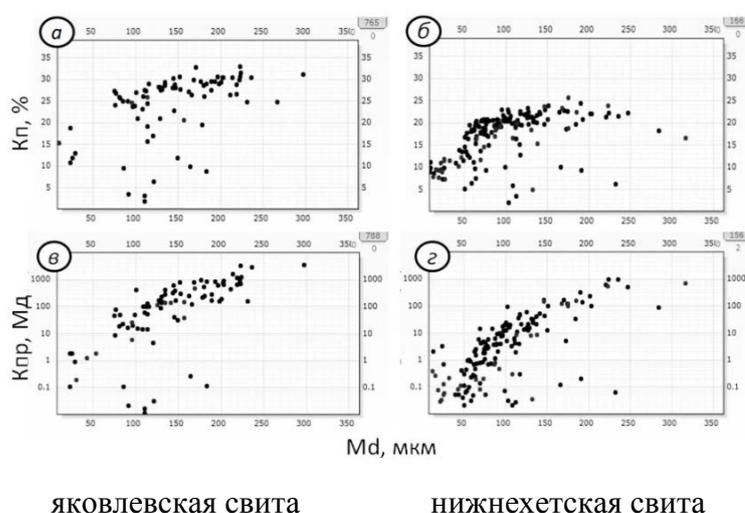


Рис. 1 – Зависимости пористости и проницаемости от медианного диаметра зерен в породах яковлевской и нижнехетской свит

С увеличением медианного диаметра зерен увеличивается объем пустот коллектора, следовательно, повышается вероятность вторичных изменений в порых. Эпигенетический каолинит образуется двумя путями: синтетическим из растворов и метасоматически из различных глинистых минералов [4]. Из приведенных на рисунке 2 графиков видно, что в яковлевской свите зависимость размера зерен от содержания каолинита прямая, тесная. С уменьшением медианного диаметра количество хлорита и гидрослюда в цементе

коллекторов увеличивается. Это связано с понижением порового пространства, следовательно, и проницаемости. В нижнехетской свите наблюдается увеличение содержания хлорита с увеличением диаметра, это может быть связано с процессом хлоритизации, за счет которого образовались частицы аутигенного хлорита.

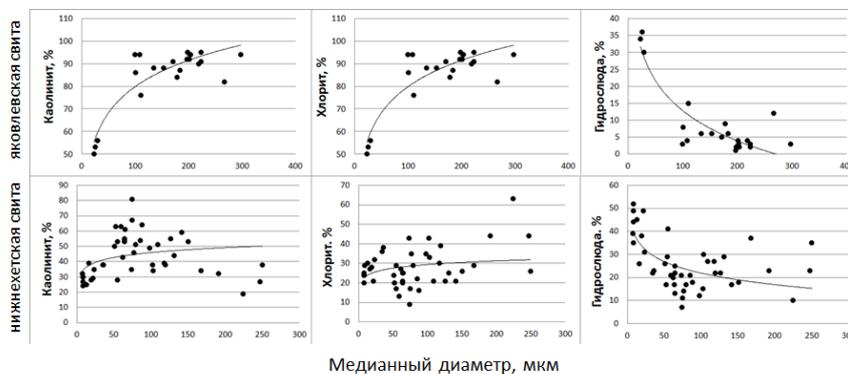


Рис. 2 – Зависимость медианного диаметра от содержания глинистых минералов в породах яковлевской и нижнехетской свит

На коллекторские свойства также непосредственное влияние оказывает состав и содержание цементирующего материала. Проявляется общая закономерность в зависимости пористости и проницаемости от содержания каолинита и гидрослюда в породах яковлевской свиты. По сравнению с каолинитом, гидрослюды имеют пластичную форму и более высокую дисперсность частиц (0,2–0,4 мкм), что способствуют формированию низко проницаемого типа цемента и приводит к снижению проницаемости, при наличии каолинита наблюдаем соответственно обратную зависимость (рис. 3а,в). Следует отметить отсутствие данной зависимости в породах нижнехетской свиты, при увеличении содержания каолинита, пористость практически не меняется и не превышает 25% (рис. 3б). Проницаемость пород также не описывается никакой зависимостью (рис. 3г).

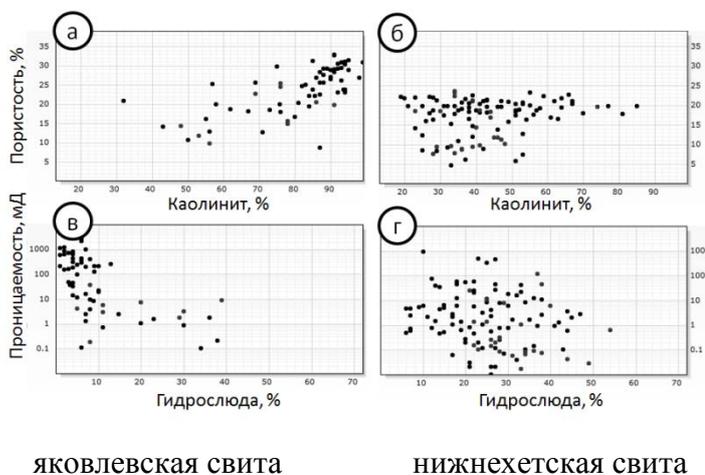


Рис. 3 – Зависимость пористости и проницаемости от содержания каолинита и гидрослюда в породах яковлевской и нижнехетской свит

В отношении влияния хлорита на показания ФЕС наблюдаем ухудшение пористости и проницаемости в породах яковлевской свиты. Образуюсь в виде пленок и кристификационных оторочек на песчано-алевритовых зернах пород, хлорит сужает сечение поровых каналов и резко снижает их проницаемость для флюидов. В породах нижнехетской свиты опять же отсутствует зависимость пористости и проницаемости от содержания хлорита.

Плотность осадочных пород в естественном залегании зависит не только от свойств самой породы, но и от плотности насыщающих флюидов и их соотношения. В исследуемых образцах изменение минералогической плотности глинистых пород происходит, вероятно, за счет выжимания связанной межслоевой воды. В исследуемых образцах средняя минералогическая плотность пород не зависит от содержания глинистых минералов и колеблется в пределах $2,6 - 2,7 \text{ г/см}^3$.

Одним из факторов, определяющих плотность литологически однотипных осадочных пород, является их общая пористость (рис.4).

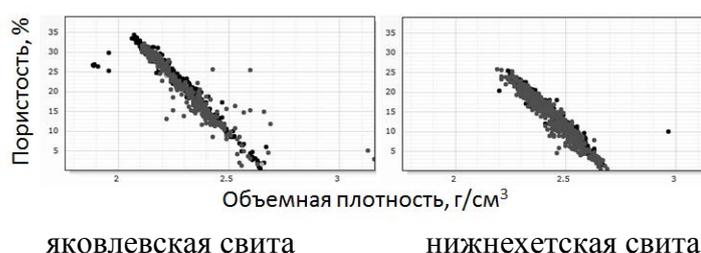


Рис.4 – Зависимость пористости от объемной плотности пород яковлевской и нижнехетской свит

Объемная плотность малопористых пород в основном зависит от их минерального состава. В яковлевской свите присутствуют толщи углисто-глинистых пород, которые обладают весьма низкими значениями объемной плотности, среднее значение по свите составило $2,25 \text{ г/см}^3$. Значения по нижнехетской свите немного выше – $2,4 \text{ г/см}^3$. Объемная плотность пород понижается при наличии каолинита и увеличивается от содержания гидрослюда и хлорита в породах яковлевской свиты (рис.5). В нижнехетской свите на объемную плотность оказывает влияние только содержание гидрослюда, при увеличении ее содержания, повышается и плотность пород.

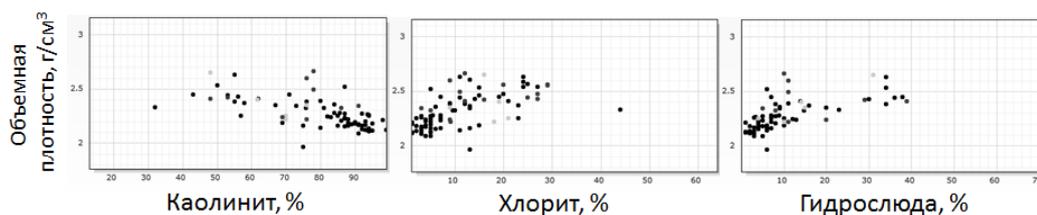


Рис.5 – Зависимость объемной плотности от содержания глинистых минералов в породах яковлевской свиты

Выводы:

1. Для отложений яковлевской свиты на изученном месторождении увеличение содержания гидрослюд и хлорита в цементе меловых отложений приводит к снижению пористости и проницаемости, каолинита – к улучшению коллекторских свойств. Следует учитывать отсутствие данных зависимостей в породах нижнехетской свиты для повышения точности определения ФЕС коллекторов.

2. Существует непрямая положительная связь через удельную поверхность породы между открытой пористостью и медианным диаметром зерен. Чем больше размер зерен в породах коллектора, тем меньше удельная поверхность пород и выше коэффициент пористости.

3. Тесная положительная связь наблюдается между проницаемостью и медианным размером зерен. Близкая связь прослеживается в интервале проницаемости 1 – 16 мД, и практически отсутствует для проницаемости ниже 1 мД.

4. На объемную плотность малопористых пород в основном оказывает влияние содержание глинистых минералов. Значения объемной плотности уменьшаются при наличии каолинита и увеличиваются от содержания гидрослюд и хлорита.

Таким образом, содержание в породе глинистого материала является одним из основных факторов, определяющих способность породы быть промышленным коллектором, однако следует учитывать то, что общая объемная (или массовая) глинистость отложений не является информативным параметром при оценке ФЕС терригенных коллекторов с полиминеральным составом глинистого цемента.

Список использованных источников

1. Васильев В. Г., Ермаков В. И., Жабрев И. П., Львов М. С., Мирончев Ю. П., Орел В. Я., Старосельский В. И., Ступаков В. П. Газовые и газоконденсатные месторождения. Справочник. Москва: Недр, 1983. 375 с.

2. Котельников Д.Д., Конюхов А.И. Глинистые минералы осадочных пород. Москва: Недр, 1986. 247 с.

3. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Л.: Недр, 1989. 260 с.

4. Поднебесных А.В., Овчинников В.П. Основные типы вторичных изменений пород-коллекторов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. *Вестник Томского государственного университета*, 2015, (№400), 393 – 403 с.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК ИМПОРТНОГО И ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ.

Жуков В.В., Черепова А.Н.

Научный руководитель канд. техн. наук Неверов А.Л.

Сибирский федеральный университет

В настоящее время в мире интенсивно развивается бурение наклонно-направленных скважин, с большой протяжённостью горизонтальных участков, для добычи нефти газа. Вскрытие продуктивной толщи с помощью таких скважин повышает продуктивность скважины за счёт увеличения площади фильтрации; увеличивает степень извлечения углеводородов; продлевает период безводной эксплуатации скважин и т.д.

Однако, несмотря на все плюсы наклонно-направленного бурения, существует и ряд минусов. Искривление скважин сопровождается осложнениями, к числу которых относятся более интенсивный износ бурильных труб, повышенный расход мощности в результате возникновения затяжек и посадок, затруднения при производстве спуско-подъемных операций, обрушение стенок скважины и др.

Бурение наклонно-направленных скважин в Восточной Сибири характеризуется сложными горно-геологическими условиями:

- высокими альтитудами устьев скважин и низкими градиентами пластовых (поровых) давлений в верхней части разреза;
- аномально низким пластовым давлением в продуктивном горизонте;
- наличием в разрезе галогено-карбонатного комплекса, толщина которого превышает 60% от общей глубины скважины, что вызывает интенсивное кавернообразование в толщах каменной соли;
- в разрезе присутствуют траппы, представленные крепкими долеритами, при бурении снижается МСП;
- катастрофическими поглощениями промывочной жидкости в различных интервалах бурения;
- наличием мощной газовой шапки в продуктивном горизонте;
- близким расположением нефтенасыщенных и водонасыщенных горизонтов в краевой части структуры;

- наличием многолетнемерзлых пород (ММП), средняя мощность которых составляет 400 м [2].

В стволе скважины можно выделить ряд проблем, связанных с повышенным трением бурильного инструмента о стенки скважины и об обсадные колонны. В ходе спуско-подъемных операций на приборе гидравлического индикатора веса возможно возникновение понижения-повышения показаний. Данное явление может быть неверно интерпретировано в такое осложнение как посадки и затяжки, но в действительности это следствие высокого трения инструмента о скважину, что может ввести в заблуждение буровую бригаду и привести к работам по предотвращению неверно определенного осложнения. Предотвратить данные осложнения может правильно подобранный буровой раствор, обладающий высокими смазочными и противоизносными свойствами, улучшение которых достигается добавлением специальных смазочных добавок. Управление триботехническими свойствами бурового раствора является одним из основных и результативных методов повышения эффективности строительства скважины в целом.

Улучшение смазывающих свойств бурового раствора позволяет:

- уменьшить крутящий момент при вращении бурильных труб и снизить сопротивление при их продольном в наклонных и горизонтальных участках скважины, что в целом снижает энергоемкость процесса бурения и ремонта;
- снизить вероятность возникновения дифференциальных прихватов и затраты на их ликвидацию;
- повысить ресурсы работы бурильных труб и их соединений, гидравлических частей буровых насосов, забойных двигателей и породоразрушающего инструмента [3, 4].

Исследованию смазывающих добавок для буровых технологических жидкостей уделяется особое внимание. Особенно сейчас, при бурении ННС с горизонтальными окончаниями в районах со сложными горно-геологическими условиями, для которых подбираются буровые растворы, максимально эффективного состава. Исследование смазывающих добавок, для снижения коэффициента трения, приобретает актуальность. На сегодняшний день на рынке представлено большое количество смазывающих добавок, многие из которых зарубежные, поэтому разработки и исследования новых эффективных отечественных реагентов, являются актуальными и экономически целесообразными. [5]

Устойчивость к трению при вращении бурильной колонны называют крутящим моментом. Крутящий момент имеет важное значение при отклонении бурильной колонны. В настоящее время для улучшения смазывающей способности испытывается множество материалов в качестве добавок к буровым растворам. Примерами могут служить графит, дизельное топливо, сырая нефть, тонкая слюда.

В работе приведены результаты исследования смазывающих добавок к буровым растворам. Исследования по определению коэффициента трения проводились на приборе-тестере предельного давления и смазывающей способности OFFITE по методике, изложенной в ISO 10414-1 - 2008.

Были проведены исследования импортных и отечественных смазывающих добавок к буровым полимерным растворам. Определены коэффициенты трения (Ктр) добавок в чистом виде, Ктр бурового полимерного раствора при добавлении разных смазывающих добавок, а также Ктр воды и растворов на водной основе с разными смазывающими добавками.

Результаты тестов смазывающей способности различных буровых растворов приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Влияние добавок на смазывающую способность пары «металл-металл»

№п/п	Состав раствора, масс.%									Коэффициент трения
	Гаммаксан	Х.П.ПАЦ (ВВ)	A20-20	Масло 5w40	Ленол	СДБ-БР	АТREN- FK-1	SUPERDRILL	TORQUELESS	
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,34
2	-	-	-	100	-	-	-	-	-	0.01
3	-	-	-	-	100	-	-	-	-	0.05
4	-	-	-	-	-	-	-	100	-	0.08
5	-	-	-	-	-	-	100	-	-	0.08
6	0.5	-	-	-	-	-	-	0.33	-	0.11
7	0.5	-	-	-	-	-	-	1	-	0.12
8	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	0.40
9	-	-	0.1	-	-	-	-	0.33	-	0.09
10	-	-	0.1	-	-	-	-	1	-	0.10
11	-	-	0.3	-	-	-	-	0.33	-	0.06
12	-	-	0.3	-	-	-	-	1	-	0.07
13	-	-	0,1	-	0.33	-	-	-	-	0.12
14	-	-	0,1	-	1	-	-	-	-	0.12
15	-	-	0.1	-	-	-	1	-	-	0.07
16	-	-	0.1	-	-	-	0.33	-	-	0.06
17	-	-	-	-	-	-	1	-	-	0,08
18	-	-	-	-	-	1	-	-	-	0,08
19	-	-	-	-	-	-	-	-	1	0,07
20	0,1	0,1	-	-	-	1	-	-	-	0,09
21	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	1	0,08
22	0,2	0,2	-	-	-	1	-	-	-	0,08
23	0,2	0,2	-	-	-	-	-	-	1	0,08
24	0,2	-	-	-	-	-	1	-	-	0,08
25	0,2	-	-	-	-	-	2	-	-	0,08

В заключении, по результатам проведенных испытаний выявлено преимущество импортных добавок перед отечественными продуктами. Данные проведенных тестов показывают, что коэффициент трения при добавлении в воду смазывающих уменьшается добавок практически не отличается (разница в пределах 3% для отечественных). При добавлении смазывающей добавки «TORQUELESS» на 12,5%. «TORQUELESS» хорошо растворяется в воде, а отечественные всплывают. «ATREN-FK» равномерно распределяется в биополимерных растворах. В растворах ПАА после перемешивания в состоянии покоя всплывает на поверхность. При добавлении отечественной смазывающей добавки «СДБ-БР» в буровой раствор, содержащий 0,1% гаммаксана и 0,1 «Х.П.ПАЦ (ВВ)» коэффициент трения на 11% ниже, чем с импортной добавкой «TORQUELESS» в равных концентрациях. Импортная смазывающая добавка «SUPERDRILL» при добавлении в буровой полимерный раствор А2020 0,1% в объеме 0,33 % в сравнении с отечественной добавкой «Ленол» показала результат на 25% выше. Результаты исследования трения пары металл-металл в буровых растворах на различных основах показали существенную погрешность в измерении Ктр при последовательном добавлении смазывающих добавок в объеме 0,33 и 1%, что является следствием износа тест-блока, образования шероховатостей на нем, превышающие компенсирование трения смазывающей добавкой, за счет увеличения ее концентрации.

По результатам проведенных опытов нельзя объективно оценить влияние смазок на буровые растворы, так как разница между результатами незначительна (~0,001ед.). Измеренные значения в пределах допустимой погрешности, для того чтобы дать полную оценку влияния необходимо увеличивать концентрацию смазки в несколько раз. Необходимость изучения полимерных добавок можно увидеть при сравнении собственного коэффициента трения смазывающей добавки «ATREN-FK» и в воде с её 1%-й концентрацией. Необходимо исследование влияния и взаимодействия смазывающих добавок импортных и отечественных производителей на реологические параметры буровых растворов с различными составами, для того, чтобы дать полноценную рекомендацию по соответствию определенных смазочных добавок к буровым растворам. Данная работа является промежуточным этапом дальнейших исследований влияния смазывающих добавок на различные типы буровых растворов, мы планируем провести измерения с выбором концентраций смазывающих добавок и поиском оптимальных значений добавляемых их объемов, также нами будет проведено исследование влияния добавляемых в раствор полимеров и взаимодействие их со смазывающими добавками, будут выявлены концепции выбора оптимальных объемов смазки для различных растворов, сравнение взаимодействия смазывающих добавок импортного и отечественного производства в буровых растворах различных составов и их влияние на реологические параметры буровых растворов.

Список использованных источников

1. Асадуллин Р.Р. Разработка рецептуры буровых растворов для бурения круто наклонно-направленных и горизонтальных скважин. *Бурение и нефть*, 2011, №4, 42-44.
2. Гладков Е.А. Основные проблемы при бурении нефтегазоконденсатных месторождений восточной сибери. *Бурение и нефть*, 2013, №1, 28-31.
3. Шерстнев Н.М., Расидзе Я.М., Ширинзаде С.А. *Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении*. М.: Недра, 1979. 304с.
4. Кузьмина Т.А., Миронов А.Д. Опыт разработки низкопродуктивных объектов с применением технологии многозабойного бурения. *Вестник ПНИПУ*, 2012, №3, 89-93.
5. Чернышов С.Е., Мелехин А.А., Рябоконт Е.П. Исследование смазывающей способности модифицирующих добавок к технологическим жидкостям для бурения и ремонта скважин. *Электронный научный журнал "Нефтяная провинция"*, 2016, № 3, 137-146.