

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

Кафедра геофизики

**Емкостные свойства пласта В1 турнейского яруса Байтуганского
месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

Студентки 6 курса 631 группы
специальности 020302 геофизика
геологического факультета
Аржаковой Екатерины Игоревны

Научный руководитель

К.Г.-М.Н., доцент

М.В. Калининкова

подпись, дата

Зав. кафедрой

К.Г.-М.Н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2016

Введение. Определение пористости пород-коллекторов актуально при контроле и анализе процесса разработки нефтяных и газовых месторождений, так как промыслово-геофизическая информация обеспечивает получение всех основных параметров, необходимых для подсчета запасов.

Объектом исследования данной работы выбран пласт В1 турнейского яруса Байтуганского месторождения. Характерной особенностью рассматриваемого пласта является его принадлежность к карбонатному коллектору порового типа, что определяет методику его исследования. Другой особенностью проведения ГИС на Байтуганском месторождении является использование биполимерного раствора в качестве промывочной жидкости, что затрудняет выделение коллекторов по качественным признакам.

Целью дипломной работы является определение коэффициента пористости пласта В1 по методам НГК, АК, ГГКп на примере скважин № №1592, 1617, 1644, 1706, 1710 Байтуганского месторождения.

Основные задачи работы:

- изучить геолого-геофизические характеристики Байтуганского месторождения;
- показать особенности применения биполимерного раствора с целью выделения пластов-коллекторов;
- определить емкостной параметр продуктивных коллекторов по пласту В1 турнейского яруса методами НГК, АК, ГГКп;
- провести типизацию коллекторов в исследуемом разрезе;
- прокоррелировать значения емкостного параметра.

Дипломная работа включает в себя: раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района работ», раздел 2 «Методика работ», раздел 3 «Результаты исследования», заключение, список использованных источников, приложения.

Содержание работы. Геолого-геофизическая характеристика района работ. В административном отношении Байтуганское месторождение расположено на территории двух субъектов Российской Федерации: в пределах Северного района Оренбургской области, Камышлинского и Клявлинского районов Самарской области, в 60 км севернее г. Бугуруслана.

Климат района резко континентальный, с холодной (до -40°C) зимой и жарким (до $+40^{\circ}\text{C}$) летом. Продолжительность безморозного периода 122 дня. Снежный покров достигает 32 см и сохраняется около 180 дней, глубина промерзания грунта от 0,6 до 1,9 м.

В орографическом отношении месторождение находится в пределах водораздела рек Шешма и Сок, представляющего собой плоскую возвышенность со средними абсолютными отметками рельефа 270-280 м. Отдельные холмы достигают высоты +300 м и более. Территория района Байтуганского месторождения в значительной степени (77%) покрыта лесом, изрезана густой сетью речных и овражных долин, впадающих в реки Байтуган и Сок.

Литолого-стратиграфическая характеристика геологического разреза Байтуганского месторождения представлена породами кристаллического фундамента, отложениями верхнего протерозоя, девонской, каменноугольной, пермской и четвертичной систем. В составе рассматриваемого турнейского яруса (C_{1t}) выделяются ханинский и шурановский надгоризонты. С пористыми разностями известняков связан промышленно-нефтеносный пласт В1, содержащий основные запасы нефти Байтуганского месторождения, входящий в состав шурановского надгоризонта.

Пласт В1 представлен известняком органогенно-водорослево-сгустково-комковатым низкопористым, частично перекристаллизованным, с неравномерной незначительной примесью глинисто-органического вещества, которое находится на контактах между зернами породы. Цементирующим веществом является мелко и тонкозернистый кальцит. Тип цемента поровый, контактный.

В тектоническом отношении по поверхности фундамента Байтуганское месторождение расположено на юго-западном склоне Южно-Татарского свода. Склон характеризуется наклоном всех горизонтов осадочного чехла в южном направлении. Байтуганское месторождение приурочено к Байтуганскому валу – структуре II порядка, расположенной на Сокско-Шешминской системе валов. Байтуганская складка, как результат новейших тектонических движений, несет в себе фрагменты всех форм палеорельефа, существовавших на её территории в различные этапы геологического развития и является сложно-построенной ловушкой комбинированного типа.

В нефтеносном отношении продуктивность разреза Байтуганского месторождения детально изучена по материалам бурения 19 разведочных и 406 эксплуатационных скважин. К настоящему времени выявлены все основные залежи нефти, которые, практически, находятся в завершающей стадии разработки.

Результат опробования: скважина 1592 – 7,8 т/сут нефть; скважина 1617 – 3,9 т/сут нефть; скважина 1644 – 7,5 т/сут нефть; скважина 1706 – 8,3 т/сут нефть; скважина 1710 – 7,1 т/сут нефть.

Распределение запасов, числящихся на балансе по категориям пласта В1: В – 83%, С1 – 17%.

Распределение запасов, подсчитанных на 2015г по категориям пласта В1: В – 64%, С2 – 2%, С1 – 34%.

Категории ВС1: геологические – 43851 т.т, извлекаемые – 17268 т.т.

Категория С2: геологические – 750 т.т, извлекаемые – 284 т.т.

По результатам исследований и расчётов плотность пластовой нефти 0,8814 г/см³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре 4,13 МПа, газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти 19,6 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 20,3 мПа·с. После дифференциального разгазирования в рабочих условиях плотность нефти 0,875 г/см³, газовый фактор 15,1 м³/т, объёмный коэффициент 1,031,

динамическая вязкость разгазированной нефти по поверхностным пробам 48,50 мПа·с.

По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы 3,00%), высокосмолистая (18,54%), парафинистая (5,36%). Объёмный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 36%. Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях: сероводорода 2,40%, азота 18,34%, метана 44,83%, этана 16,53%, пропана 11,67%, высших углеводородов (пропан + высшие) 16,48 %, гелия 0,021 %. Относительная плотность газа по воздуху 0,929.

В скважинах №№ 1592, 1617, 1644, 1706, 1710 Байтуганского месторождения был отобран керн в продуктивном интервале пласта В1 турнейского яруса. В работе использовались первичное макроописание кернового материала по интересующим скважинам и лабораторные исследования керна. По керновым данным тип коллектора является поровым.

Методика работ включает описание комплекса ГИС, проводимого в исследуемых скважинах. Представлены данные первичного макроописания кернового материала и лабораторные исследования керна. В процессе построения корреляционной зависимости коэффициента динамической пористости $K_{п\text{дин}}$ от открытой пористости $K_{п}$, определено граничное значение пористости, равное 7,2%.

Особенностью проведения ГИС в анализируемых скважинах Байтуганского месторождения является применение в качестве промывочной жидкости биполимерных растворов с пресной основой при вскрытии продуктивных пластов, параметры которых: плотность – 1-1,04 г/см³; вязкость – 25-50 сек; водоотдача – 3-4 м³/30 мин; удельное электрическое сопротивление (УЭС) – 1,03 Омм.

Использование полимерных растворов способствуют качеству вскрытия продуктивных отложений. Экспериментальные исследования на керне показали, что использование полимерных растворов резко снижает

скорость фильтрации (водоотдачу) за счет адсорбции макромолекул на поровой поверхности зерна и механического их удерживания в порах и каналах. Водопроницаемость пород после фильтрации полимера при перепаде давления, превышающем 2Мпа, практически отсутствует. Коэффициент изоляции порового пространства полимерным раствором близок к 100%. Установлено, что существует анизотропия водопроницаемости, заключающаяся в том, что в обратном направлении водопроницаемость намного выше, чем в прямом, даже после фильтрации через образец нескольких десятков поровых объемов воды. Такая анизотропия водопроницаемости свидетельствует о том, что зона кольматации и полимерная пленка являются клапаном, позволяющим фильтровать жидкость из пласта и не пропускать ее в пласт. Полное восстановление проницаемости коллекторов обеспечивается соляно-кислотной обработкой пласта.

Таким образом, неглубокое проникновение полимерного раствора в пласт и обеспечение полного восстановления проницаемости пород при испытании и эксплуатации позволяет надеяться на полную очистку проводящих каналов в прискважинной зоне и увеличение продуктивности пластов, вскрытых на полимерных растворах.

Полимерные растворы обладают ингибирующими свойствами, обеспечивающими устойчивость стенок скважин и предупреждение осложнений в течение длительного времени. Так, устойчивость ствола скважины является важнейшим фактором для проведения акустического и плотностного методов ГИС, подверженных сильному влиянию неровностей ствола скважины. Использование полимерных растворов позволяет избежать проникновения раствора в пласт, что упрощает интерпретацию электрических методов. Однако, осложняющим фактором, возникающим при использовании полимерных растворов, является то, что сокращается количество качественных признаков коллекторов.

В связи с этим выделение коллекторов карбонатного пласта В1 проводилось по косвенным количественным критериям. В качестве основного косвенного количественного критерия выделения коллекторов в разрезе Байтуганского месторождения использованы граничные значения пористости (для карбонатного продуктивного пласта В1 – 7,2 %).

Определения коэффициента пористости в дипломной работе проводилось по методам НГК, АК и ГГКп.

Определение пористости по методу НГК включало в себя следующие этапы: выбор опорных пластов, введение поправки за скважину в НГК, расчет пористости $\Delta Jn\gamma=f(Kп)$, введение поправки за литологический состав, введение поправки за глинистость.

В качестве опорных пластов принимались известняки башкирского яруса верхнего карбона ($Kп = 1\%$), обладающие максимальной интенсивностью и размытые глины бобриковского горизонта, характеризующиеся минимальной интенсивностью.

Пористость рассчитывалась для проницаемых пропластков с эффективной толщиной более или равной 1 метру.

По акустическому каротажу расчёт межзерновой пористости по скважинам №№ 1592, 1617, 1644, 1706, 1710 Байтуганского месторождения проводили по уравнению среднего времени, формула 1:

$$Kп_АК = (\Delta t - \Delta t_{ск}) / (\Delta t_{жс} - \Delta t_{ск}), \quad (1)$$

где Δt , $\Delta t_{ск}$, $\Delta t_{жс}$ – интервальные времена в интерпретируемом пласте, скелете породы и жидкости, заполняющей поровое пространство.

Для известняков принято $\Delta t_{ск}$ 155 мкс/м. Для жидкости, заполняющей поровое пространство, $\Delta t_{жс}$ принято равным 580 мкс/м.

На Байтуганском месторождении плотностной гамма-гамма каротаж выполнен в скважинах №№ 1592, 1644, 1706, 1710 в интервале продуктивных пластов. Расчёт объемной пористости проводился по формуле 2:

$$Kп\ ГГК = (\sigma_{ск} - \sigma) / (\sigma_{ск} - \sigma_{ж}), \quad (2)$$

где σ , $\sigma_{ск}$, $\sigma_{ж}$ – плотность в интерпретируемом пласте, скелете породы и жидкости, заполняющей поровое пространство.

Для карбонатных пластов $\sigma_{ск}$ принята равной 2.73 г/см³, $\sigma_{ж}$ – 1.00 г/см³.

Результаты работы представлены сопоставлением значений пористости, рассчитанных по методам НГК, АК, ГГКп и пористости по керну (зависимость КЕРН_ГИС). Из полученного можно сделать вывод, что эффективная пористость, рассчитанная методами НГК, АК, ГГК, сопоставима с эффективной пористостью, определенной по керну, и находится в пределах допустимой ошибки определения (2,5%). Подтвержден межзерновой тип коллектора.

Средневзвешенные значения пористости пласта В1 по метод АК - 12,5%, по ГГК - 12,7%, по НГК - 12,9%, по керну - 13,1%.

Для оценки емкостных свойств коллекторов Байтуганского месторождения предпочтителен метод НГК. Данные акустического каротажа (АК) и плотностного каротажа (ГГКп) использовались как метод контролирующей пористости, определенную по данным НГК, а также для уточнения литологии выделенных пластов.

Схема сопоставления поточечных значений пористости представлена непрерывными кривыми, рассчитанными по методам НГК, АК, ГГК и поточечными данными керна с шагом 0.1м, полученными лабораторным путем. Сопоставленное показывает изменение значений коэффициента пористости пласта В1 по латерали в субмеридианальном направлении.

Кровельная часть пласта В1 является более пористой и представлена значениями Кп в пределах от 12 до 16,5% (зеленый цвет закраски).

Верхняя центральная часть пласта В1 по значениям коэффициента пористости является менее пористой и Кп лежит в пределах значений от 7,2 до 12%. Причем, значение $K_{п} < K_{п_гран}$ (7,2%), это единичные точки и они так же характеризуют снижение величины пористости (желтый цвет закраски).

Нижняя центральная часть отмечена на схеме зеленым цветом, так как наблюдается повышение значений пористости. В подошвенной части пласта В1 наблюдается снижение пористости.

Таким образом, по полученным данным непрерывных кривых и по данным керн наглядно выделяются две зоны: зона с $K_p > 12\%$ и зона с $K_p < 12\%$.

Наибольшая эффективная мощность коллекторов с зоной $K_p > 12\%$ наблюдается в скважине 1644, которая расположена в центре сводовой части структуры.

Из схемы можно сделать вывод, что осадки формировались в разных условиях осадконакопления, образуя как бы пирог с чередующимися прослоями.

Заключение. В работе проанализированы материалы ГИС по скважинам №№ 1592, 1617, 1644, 1706, 1710 Байтуганского месторождения.

Полнота и качество материалов ГИС, а также методика их проведения позволяют выполнить:

- количественную интерпретацию данных в скважинах №№ 1592, 1617, 1644, 1706, 1710 по пласту В1 турнейского яруса методами НГК, АК, ГГК;
- типизацию коллекторов в разрезе по скважинам №№ 1592, 1617, 1644, 1706, 1710;
- оценку емкостного параметра продуктивных коллекторов пласта В1 турнейского яруса
- корреляцию значений емкостного параметра по латерали в субмеридианальном направлении в пределах пласта-коллектора.

В результате интерпретации материалов ГИС, оказалось, что практически весь разрез пласта В1 в скважинах №№ 1592, 1617, 1644, 1706, 1710 Байтуганского месторождения представлен поровым межзерновым коллектором, что подтверждается данными керн. Эффективная нефтенасыщенная мощность пласта В1 по пяти скважинам изменяется в

пределах 31-37м. Это позволило уточнить карту нефтенасыщенных толщин пласта В1.

Средневзвешенное значение пористости по пласту В1 по анализируемым скважинам составляет 12,9%, принятое по методу НГК. Данные акустического ($K_{п_ср.вз.}=12,5\%$) и плотностного каротажа ($K_{п_ср.вз.}=12,7\%$) использовались как методы контролирующие пористость, определенную по данным НГК, а также для уточнения литологии выделенных пластов.

Данный параметр является важной емкостной характеристикой, используемой для расчета геологических запасов нефти.