

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

Кафедра геофизики

«Выделение терригенных коллекторов верхнего девона по
результатам переинтерпретации данных ГИС в
Разумовском нефтегазоконденсатном месторождении»

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 Геология
профиль «Нефтегазовая геофизика»
геологического ф-та
Плетенева Олега Григорьевича

Научный руководитель

к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Зав. кафедрой

к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Введение. Геофизические исследования скважин (ГИС) представляют собой совокупность методов, применяемых для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах. Они базируются на изучении физических свойств горных пород по стволу скважины, что позволяет определить: последовательность и глубины залегания пластов, их литолого-петрофизические свойства; наличие и количественное содержание в недрах полезных ископаемых. Результаты геофизических исследований отображаются в виде диаграмм изменения физических свойств пород в функции глубины скважины.

Цель данной работы заключается в изучении комплекса ГИС, проводимого в скважинах Разумовского месторождения и определении пластов – коллекторов, удовлетворяющих требованиям добычи газа.

Для этого были поставлены следующие **задачи**:

- изучить геолого-геофизическую характеристику Разумовского месторождения;
- охарактеризовать методы проведения ГИС на Разумовском месторождении;
- описать методику определения коллекторских свойств пластов – коллекторов по комплексу ГИС;
- выделить пласты – коллекторы тиманского и пашийского возраста и определить их фильтрационно-емкостные свойства.

Бакалаврская работа состоит из введения, геолого-геофизической характеристики района работ, методики работ, результата работ, заключения, списка использованных источников и приложений.

Основное содержание работы. Месторождение открыто в 1990 году. Промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях среднего и верхнего девона (горизонты: мосоловский-D2ms, воробьевский – D2vor, ардатовский – D2ard и тимано-пашийский - D3ps+D3tm).

Разумовская структура расположена в пределах Камелик-Чаганской системы дислокаций.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения следующих систем: архейской, девонской, каменноугольной, пермской, юрской, неогеновой и четвертичной систем. В разрезе полностью отсутствуют триас, мел и палеоген.

В тектоническом отношении Разумовское месторождение расположено юго-восточной части Бузулукской впадины, в пределах западной части Камелик-Чаганской системы дислокаций, представляющей собой ряд ступенчато погружающихся на юг тектонических блоков: Зайкинский, Натальинско-Мирошниченский, Денисовский, Западно-Щучкинский. Тектонические дислокации контролируются разломами широтного и субширотного простирания и осложнены приразломными структурами.

В результате глубокого бурения, геофизических исследований и опробования скважин на месторождении открыты четыре продуктивных залежи: газоконденсатные залежи тимано-пашийского горизонта (D3ps+D3tm), воробьевского горизонта (D2vor), нефтегазоконденсатная залежь ардаговского горизонта (D2ard) и газоконденсатная залежь мосоловского горизонта. Залежь в тимано-пашийских отложениях связана с наличием стратиграфической ловушки, экранированной глинисто-карбонатными породами нижнефранского яруса.

Методика исследования. Детальные геофизические исследования скважин, проведенные в интервалах пласта тимано-пашийского горизонта в масштабе 1:200, включали в себя записи следующих методов:

- потенциал самопроизвольной поляризации (ПС),
- потенциал-зонд (ПЗ),
- боковое каротажное зондирование (БКЗ – зонды КС),
- нейтронный каротаж (НГК),
- гамма-каротаж (ГК),
- акустический каротаж (АК),

- кавернометрия (ДС).
- боковой каротаж (БК),
- индукционный каротаж (ИК),
- микрозондирование (МПЗ и МГЗ).

Выделение коллекторов в разрезе продуктивного пласта тимнско-пашийского горизонта проводилось по результатам комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов. Использовались, главным образом, качественные признаки - наличие глинистой корки по данным кавернометрии и низкие показания ГК относительно вмещающих глинистых пород.

Коэффициент пористости определялся по данным нейтронного и акустического каротажа.

Обработка данных НГК проводилась по методике двух опорных пластов с использованием палеток ВНИИЯГГ. В качестве опорных пластов принимались интервалы размытых глин муллинского горизонта с минимальными показаниями НК и интервалы наиболее плотных известняков фаменского яруса (максимальные показания). При наличии в коллекторах повышенного содержания глинистого материала, в определенные по НК значения пористости вводилась поправка за глинистость по формуле (1):

$$K_{п\text{НГК}} = K_{п} - K_{г\text{л}} \times W_{св} \quad (1)$$

Где $K_{г\text{л}} = C_{г\text{л}} \cdot (1 - K_{п})$ – глинистость, $W_{св}$ – содержание связанной воды в глинах, принятое равным 0.3.

Определение глинистости проводилось по методу ГК с использованием зависимости, установленной для терригенных коллекторов девона Саратовской области: $C_{г\text{л}} = -0.4 + 0.7156 \cdot J_{гк} - 0.11 \cdot J_{гк}^2 + 0.9885 \cdot J_{гк}^3$.

Количественные оценки $K_{п}$ по данным акустического каротажа проводились по уравнению «среднего времени» (2):

$$K_{п\text{ак}} = \frac{(\Delta T - \Delta T_{ск})}{(\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск})} \quad (2)$$

Где: DT , $DT_{ск}$, $DT_{ж}$ – соответственно, интервальные времена по диаграммам АК, в скелете породы и в жидкости, заполняющей поровое пространство. Параметры скелета породы и жидкости, приняты такими же, как и в предыдущем подсчете запасов: для известняков $DT_{ск}$ принято равным 156 мкс/м, для песчаников терригенного девона – 165 мкс/м и для жидкости, заполняющей поровое пространство, $DT_{ж}$ принято равным 583 мкс/м.

Принятый для подсчета запасов коэффициент пористости определялся как среднее значение между «нейтронной» и «акустической» пористостью по формуле (3):

$$K_{п} = \frac{(K_{пнгк} + K_{пак})}{2} \quad (3)$$

За исключением скв. №4, где в интервале тимано-пашийского пласта забракованы по причине аномально высоких значений DT . В этой скважине значение пористости принято по данным радиоактивного каротажа.

В предыдущем подсчете запасов определение коэффициентов газонасыщенности ($K_{г}$) проводилось по методу сопротивлений, основанному на использовании зависимостей между параметром насыщения ($P_{н}$) и коэффициентом водонасыщенности ($K_{в}$), а также между параметром пористости ($P_{п}$) и коэффициентом пористости ($K_{п}$), получаемых по результатам исследований керна.

При этом следует отметить, что в скважинах №№4, 19, 20 и 21 комплекс электрических методов исследований скважин сильно ограничен – имеются только диаграммы потенциал-зонда (ПЗ) и двухметрового градиент- зонда БКЗ (КСЗ), а данные наиболее информативных методов, традиционно используемых для оценки УЭС, индукционного и бокового каротажа отсутствуют. В связи с этим, определение удельного электрического сопротивления ($\rho_{п}$) может быть связано с очень большими погрешностями. Полученные ранее крайне

высокие оценки величин K_g (выше 90%) противоречат полученным на керне данным капилляриметрии, по которым остаточная водонасыщенность должна быть не менее 10%.

Поэтому, для более надежной оценки величин K_g в предельно насыщенных зонах, использовалась зависимость остаточной водонасыщенности от пористости, построенная по данным исследований на собственном керне по скважине №20.

Определение коэффициентов проницаемости коллекторов продуктивных отложений выполнялось по зависимости, построенной по результатам исследований образцов керна из скв. №№4 и 20.

Количественно глинистость характеризуется массовым содержанием S_{gl} (массовая глинистость) в твердой фазе породы, выражаемым в процентах или долях единицы и определяемая по формуле (4):

$$S_{gl} = M_{<0.01} / M_{тф} \quad (4),$$

где $M_{<0.01}$ — масса фракции с $d_3 < 0,01$ мм; $M_{тф}$ — масса твердой фазы

породы, включая и фракцию с $d_3 < 0,01$ мм.

Для характеристики объемного содержания глинистых минералов в породе используют коэффициент объемной глинистости K_{gl} , который при равенстве минеральных плотностей $\delta_{тф} = \delta_{ГЛ}$ породообразующих и глинистых минералов будет высчитываться по формуле (5):

$$k_{gl} = S_{gl} (1 - k) \quad (5)$$

В петрофизике и промысловой геофизике используют также параметр относительной глинистости, высчитываемый по формуле (6):

$$\eta_{gl} = k_{gl} / (k_{gl} + k) \quad (6),$$

который характеризует степень заполнения глинистыми минералами пространства между зернами породообразующих минералов. Глина в коллекторе пронизана субкапиллярами с коэффициентом пористости $k_{Пг}$.

Глинистые минералы в осадочных породах обычно присутствуют в

тонкодисперсном состоянии и обладают огромной поверхностью, которая адсорбирует молекулы воды и катионы солей, растворенных в пластовой воде. Адсорбированная (связанная) вода и катионы солей образуют на поверхности глинистых минералов слои с аномальными физическими свойствами, отличающимися от свойств свободной воды. В результате этого физические свойства глинистого коллектора (электрические, электрохимические и акустические свойства, плотность, проницаемость, эффективная пористость) существенно отличаются от аналогичных свойств чистого (неглинистого) коллектора.

Глинистые минералы адсорбируют в числе прочих катионы радиоактивных элементов, растворенных в пластовой воде, поэтому увеличение содержания глины в породе приводит к росту ее радиоактивности.

Присутствие в глине связанной воды обуславливает отличие пористости глинистых пород, полученной нейтронными методами, от их общей пористости. С ростом содержания глинистых минералов в породе уменьшаются ее эффективная пористость, проницаемость и способность быть коллектором.

Таким образом, содержание в породе глины является одним из факторов, определяющих способность породы быть промышленным коллектором.

Глинистость коллектора оказывает существенное влияние на физические свойства породы и петрофизические связи, лежащие в основе интерпретации данных ГИС.

Метод собственных потенциалов - метод ПС. По диаграммам ПС определяют относительную глинистость $\eta_{\text{гл}}$ для пород с рассеянной глинистостью, используя зависимость по формуле 8:

$$\alpha_{\text{ПС}} = f(\eta_{\text{гл}}) \quad (8)$$

Метод естественной радиоактивности - гамма-картаж. По данным ГК в породах, как с рассеянной, так и со слоистой глинистостью, определяют

объемную глинистость $k_{гг}$ на основе корреляционной связи между показаниями ΔJ_{γ} и величиной $k_{гг}$.

Основой оценки коэффициента глинистости $k_{гг}$ по естественному гамма-излучению является эмпирическая связь между $k_{гг}$ и двойным разностным параметром по формуле (9):

$$k_{гг} = k_{гг0} J^b_{\gamma} \quad (9),$$

Где: $k_{гг0}$ – глинистость опорного пласта глин (обычно $k_{гг0} = 0.8 - 0.9$); ΔJ - двойной разностный параметр; J_{γ} - показания ГК против исследуемого пласта; $J_{мин}$ и $J_{макс}$ - показания против опорных пластов, глинистости которых известны.

Если отсутствуют эмпирические петрофизические связи, то реализуют связь

$k_{гг} = \Delta J_{\gamma}$ т.е. $k_{гг0} = 1$ и $b = 1$ Способы определения глинистости, основанные на использовании метода ГК, реализуются в обсаженных и необсаженных скважинах, заполненных раствором на водной или нефтяной основе. Определение глинистости с привлечением метода ПС проводят только в необсаженных скважинах, бурящихся на пресном буровом растворе.

Результаты исследований. По результатам переинтерпритации данных ГИС по тимано-пашийскому горизонту ($D_{3ps}+D_{3tm}$) были выделены 22 пласта коллектора из 5 скважин.

Из 22 выделенных пластов-коллекторов, лишь 13 насыщены газом и имеют коэффициент проницаемости от 0.306 Д до 1.568 Д. Остальные 9 коллекторов насыщены водой и имеют коэффициент проницаемости от 0.04 Д до 0.793 Д.

Глубина залегания всех пластов коллекторов типанско-пашийского горизонта находится в интервале от 3998.8 м до 4124.8 м.

Все коллектора представлены чередованием песчаников серых, кварцевых, мелкозернистых, глинистых, плотных и аргиллитов темно-серых, однородных, слоистых.

Средняя пластовая температура в интервалах тимано-пашийского

пласта составляет 116°C, минерализация пластовой воды 93 г/л, сопротивление пластовой воды – 0.026 Омм.

Для газонасыщенных коллекторов тимано-пашийского горизонта было установлено граничное значение коэффициента пористости $K_{п_гр} = 5.8 \%$.

Общая толщина горизонта колеблется от 9 (в скважине №4) до 47,8 м (в скв. №20), составляя в среднем по пяти скважинам, вскрывшим коллектора тимано-пашийского горизонта, 23,8 м. Эффективная толщина горизонта изменяется от 3,4 м по скважине №19 до 20,9 м по скважине №20.

Из пяти скважин, вскрывших коллекторы тимано-пашийского горизонта, в одной скважине №4 пласт газонасыщен до подошвы, эффективная газонасыщенная толщина составляет 8,5 м. В двух скважинах (№№20, 21) помимо газонасыщенной части разреза присутствуют также водонасыщенные коллекторы. В разрезе скважины №21 по данным ГИС эффективная толщина пласта составляет 14,4 м, в кровельной части выделяется массивный песчаный пропласток толщиной 10 м, в котором на а.о.-3968,3 м отбивается газоводяной контакт, к газонасыщенной части отнесено 6,5 м коллектора. В разрезе скважины №20 эффективная толщина пласта составляет 209 м, из них газонасыщенные коллекторы суммарной эффективной толщиной 19,3 м вскрыты до а.о.-3971,4 м, ниже в интервале а.о.-3986,4-3988,0 м залегает прослой коллектора, имеющий водоносную характеристику по ГИС. Две скважины (№12 и №19) вскрыли водонасыщенную часть пласта. Эффективная толщина в данных скважинах составляет 5,8 и 3,4 м, соответственно.

Заключение. В соответствии с поставленной целью были:

- изучены методы комплекса ГИС, проводимого в скважинах Разумовского месторождения,
- изучена геолого-геофизическая характеристика Разумовского месторождения;

- охарактеризованы методы проведения ГИС на Разумовском месторождении;

- описана методика определения коллекторских свойств пластов – коллекторов по комплексу ГИС;

- выделены пласты – коллекторы тиманского и пашийского возраста и определены их фильтрационно-емкостные свойства.

В данной работе на примере нескольких скважин при использовании методики, описанной ранее, и проведении интерпретации было выделено 22 пласта – коллекторов с разной оценкой характера насыщения, что указывает на высокую эффективность применения комплексного подхода с использованием методов потенциал самопроизвольной поляризации(ПС), потенциал-зонда (ПЗ), бокового каротажного зондирования (БКЗ – зонды КС), нейтронного каротажа (НГК), гамма-каротажа (ГК), акустического каротажа (АК), кавернометрии (ДС), бокового каротажа (БК), индукционного каротажа (ИК), микрозондирования (МПЗ и МГЗ) для оперативного выделения коллекторов.

Для выделения коллекторов в разрезах скважин по материалам ГИС использовались:

- прямые признаки, основанные на результатах непосредственного опробования и гидродинамических исследований пластов приборами на кабеле (ОПК, ГДК);

- прямые качественные признаки, основанные на проникновении фильтра в пласт (кавернометрия, микрокаротаж, изменения сопротивлений пластов по каротажу БКЗ, БМК-БК-ИК);

- косвенные количественные критерии, основанные на граничных значениях различных геофизических параметров (и прежде всего связанных с проницаемостью). Узловым этапом при выделении коллекторов по косвенным количественным критериям является обоснование величин геофизических параметров, соответствующих нижнему пределу коллектора.