

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

Кафедра геофизики

**«Выделение пластов-коллекторов и определение подсчётных
параметров по данным ГИС Калининского месторождения скважины
№4»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 532 группы
направление 21.03.01 нефтегазовое дело
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Суюнова Хусана Собир Угли

Научный руководитель

Д. г.-м.н., профессор

подпись, дата

В.А. Огаджанов

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2024

Введение. Целью данной работы является: изучение перспектив нефтегазоносности каменноугольного и девонского комплекса пород методом ГИС и опробованием в эксплуатационной колонне скважины №4 Калининской Калининского участка недр, которую согласно «Документации на восстановление ранее ликвидированных скважин №№ 2, 4, 5 и 9 Калининских» вывели из ликвидации.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи: осуществить обработку и обобщение материалов по выполненным работам в скважине №4 Калининского месторождения.

Целью интерпретации данных ГИС является изучение геологического строения продуктивной залежи, выявление характера изменения литологии и толщин отдельных геологических подразделений, а также определение коллекторских свойств и характер насыщения.

В пределах Калининского ЛУ в 1961г были выявлены две залежи нефти промышленного значения в отложениях живетского яруса - в отложениях терригенных пластов D_{2arIVa} и D_{2vbV} . Залежи нижнего мела малевского горизонта и верхнего девона семилукского горизонта, как возможно-продуктивные.

Залежь нефти пласта D_{2arIVa} по типу природного резервуара относится к пластовой сводовой тектонически экранированной. С северо-запада и с юго-запада залежь контролируется системой разрывных нарушений амплитудой 15-70 м северо-восточного и юго-восточного простирания соответственно. Данные системы дизъюнктивных нарушений образуют грабены сложного строения пересекающиеся между собой.

Данная работа состоит из трёх разделов. Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика района работ». В нём содержится шесть подразделов со следующими названиями: «Физико-географические условия проведения работ», «Геолого-геофизические условия проведения работ», «Стратиграфия и литология», «Тектоника», «Нефтегазоносность» и «Физико-химическая характеристика нефти и растворённого газа». Вторая глава

«Методика работ» состоит из двух разделов со следующими названиями: «Бурение скважин» и «Отбор керна». Также имеется заключающая глава под названием «Результаты работ».

Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района работ» содержит шесть подразделов.

Подраздел 1.1 «Физико-географические условия проведения работ». В административном отношении Калининское месторождение расположено на левобережье Саратовской области, на территории Марковского и Советского районов. Исследуемая скважина №4 Калининская находится в пределах Калининского месторождения. Она расположена на расстоянии 2300м к юго-западу от скважины №1 и на расстоянии 5625м к юго-западу от скважины №2 Калининской площади. В тектоническом отношении Калининский лицензионный участок расположен в зоне сочленения Степновского сложного вала с Воскресенской впадиной. В непосредственной близости от участка работ находятся Степновское, Любимовское, Восточно-Суловское, Советское и др. месторождения.

Подраздел 1.2 «Геолого-геофизическая изученность района работ». В 1962 году в скважине №4 промыслово-геофизические исследования были проведены в необсаженной колонне диаметром 0.190 м и 0.241 м, заполненных глинистым раствором плотностью 1.30 г/см³ с удельным электрическим сопротивлением, равным 0,7-1,3 Ом.м. В скважине проводился следующий комплекс промыслово-геофизических исследований:

- стандартный каротаж;
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- микрокаротажное зондирование (МК);
- радиоактивный каротаж (ГК, НГК);
- кавернометрия (КВ);
- инклинометрия.

Стандартный каротаж выполнен по стволу в масштабе глубин 1:500. В качестве стандартных применялись: градиент-зонд А2,5М0,5N и потенциал-

зонд В2,5А0,5М. Одновременно проводилась запись потенциалов собственной поляризации ПС. Боковое каротажное зондирование проведено в масштабе глубин 1:500 и 1:200 подошвенными градиент-зондами: А0,2М0,1N; А0,4М0,1N; А1М0,1N; А2,0М0,5N; А4М0,5N; А8,0М1N; кровельным градиент-зондом N0,5М4,0А и в основном одним потенциал зондом В2,5А0,5М. Микрозондирование проводилось в интервале детальных исследований путем одновременной записи микропотенциал-зонда А0,05М и микроградиент-зонда А0,025М0,025N. Замеры проведены в 6 скважинах с удовлетворительным качеством.

Подраздел 1.3 «Стратиграфия и литология». Стратиграфическое расчленение геологического разреза Калининской площади проведено в соответствии с унифицированными стратиграфическими схемами. Ниже приводится описание сводного литолого-стратиграфического разреза скважины №4 Калининской. В строении рассматриваемой территории принимают участие отложения девонской, каменноугольной, пермской, юрской, меловой и четвертичной систем (квартер). Наиболее древними отложениями, вскрытыми глубокими скважинами на площади, являются воробьевские породы живетского яруса среднего девона. Литолого-стратиграфическое описание вскрытых отложений приводится снизу-вверх в порядке их формирования. Толщины указаны по данным глубокого бурения скважины и интерпретации ГИС. Забой скважины по данным ГИС 2852м.

Подраздел 1.4 «Тектоника». В тектоническом отношении участок работ располагается в зоне сочленения Степновского сложного вала (ССВ) с Воскресенской впадиной (ВВ). Определяющее значение в истории формирования ВВ и ССВ, и перспектив их нефтегазоносности имеет формирование Пачелмского авлакогена (рифта) в теле кристаллического фундамента, раскрывающегося в юго-восточном направлении в зону Прикаспийского перикратонного опускания. Пачелмский авлакоген, формировавшийся как сложный рифт в результате растяжения земной коры, занимает большую часть Саратовской области. Калининский лицензионный

участок располагается на его южном окончании. Формирование авлакогена характеризовалось образованием узких дизъюнктивных блоков (горстов, грабенов, ступеней) северо-западного простирания. При этом в позднем протерозое, возможно, произошла инверсия тектонических движений, что характерно для рифей-вендских авлакогенов Восточно-Европейской платформы. Структурный план формировался на рифейском основании в средне-верхнедевонское время. Девонские отложения, как правило, разбитые многочисленными разломами, унаследовали погребенную структуру протерозойских блоков: своды, валы и приподнятые зоны над горстами, прогибы и впадины над грабенами. Разрывная тектоника отложений терригенного девона обусловлена активным проявлением предфаменской и предтимаанской фаз тектогенеза. Сильнейшая раздробленность девонской части разреза разрывными нарушениями является характерной особенностью предтимаанской фазы тектонического развития данной территории. Протяженные субпараллельные сбросы предтимаанского возраста имеют преимущественно юго-западное и субмеридиональное простирание, разграничивающее сопряженные приподнятые и опущенные блоки – грабены и горсты. Отмечаются элементы перекрестной субширотной системы нарушений, расчленяющие субмеридиональные грабены и горсты на более мелкие поперечные блоки

1.5 «Нефтегазоносность». В нефтегазоносном отношении рассматриваемая территория относится к Степновскому нефтегазоносному району Нижне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В пределах Калининского ЛУ в 1961г были выявлены две залежи нефти промышленного значения в отложениях живетского яруса - в отложениях терригенных пластов D_{2arIVa} и D_{2vbV} . Залежи нижнего мела малевского горизонта и верхнего девона семилукского горизонта, как возможно-продуктивные. Залежь нефти пласта D_{2arIVa} по типу природного резервуара относится к пластовой сводовой тектонически экранированной. С северо-запада и с юго-запада залежь контролируется

системой разрывных нарушений амплитудой 15-70 м северо-восточного и юго-восточного простирания соответственно. Данные системы дизъюнктивных нарушений образуют грабены сложного строения пересекающиеся между собой. На востоке залежь экранирована тектоническим нарушением сбросового типа амплитудой порядка 25м. С юго-востока и северо-востока залежь ограничена контуром нефтеносности пласта. Контур ВНК -2715,8м.

Подраздел 1.6 «Физико-химическая характеристика нефти и растворённого газа». В скважине №4 Калининской отобраны три глубинные пробы пластовой нефти только из пласта D_{2arIVa} (интервал 2771-2772,5 м). Отбор произведен 19 февраля 2015 г. Перед отбором проб выполнено гидродинамическое исследование скважины. Были отобраны три глубинные пробы и установлена их идентичность по давлению в приемных камерах. Для исследования взяты две пробы. Нефть ардатовских отложений по плотности относится к легким – ρ_n в поверхностных условиях составляет 0,8464 г/см³, с незначительной вязкостью – вязкость в пластовых условиях составляет 2,9 мПа*с, парафинистым – содержание парафина 3,1 %, малосмолистым – содержание смол составляет 4,29 %, среднесернистым – содержание серы 1,173%. Температура застывания нефти составляет минус 4,0 С. Газ метановый (объемная доля метана – 67,78%). Концентрация этана составляет 9,013 %, пропана – 6,253%. Содержание неуглеводородных компонентов следующее: азота – 1,194%, гелия – 0,043%, углекислого газа – 0,860%. Плотность газа при 20 °С составила 1,171 кг/м³, плотность относительно воздуха равна 0,972.

Раздел 2 «Методика работ» содержит два подраздела.

Подраздел 2.1 «Бурение скважин». На Калининской площади в период 1960 – 1964 г.г. пробурено 8 разведочных скважин со средней глубиной 2850 м, (суммарный объем бурения – 22817 пог.м.).

Скважина №4 Калининская закладывалась как разведочная с целью разведки газонефтеносности каменноугольных и девонских отложений с

уточнением тектонического строения Калининской площади. Проектная глубина 3000м. Проектный горизонт - пласт Д₂у живетского яруса.

Бурение производилось долотами:

Интервал 5-600м. - турбобуром Т12М3-10", 3х шарошечным долотом №20, с установкой над турбобуром стабилизатора, расширителя 19".

Интервал 600-1250м. - турбобуром Т12М3-10", 3х шарошечным долотом №14 с установкой над турбобуром стабилизатора 5".

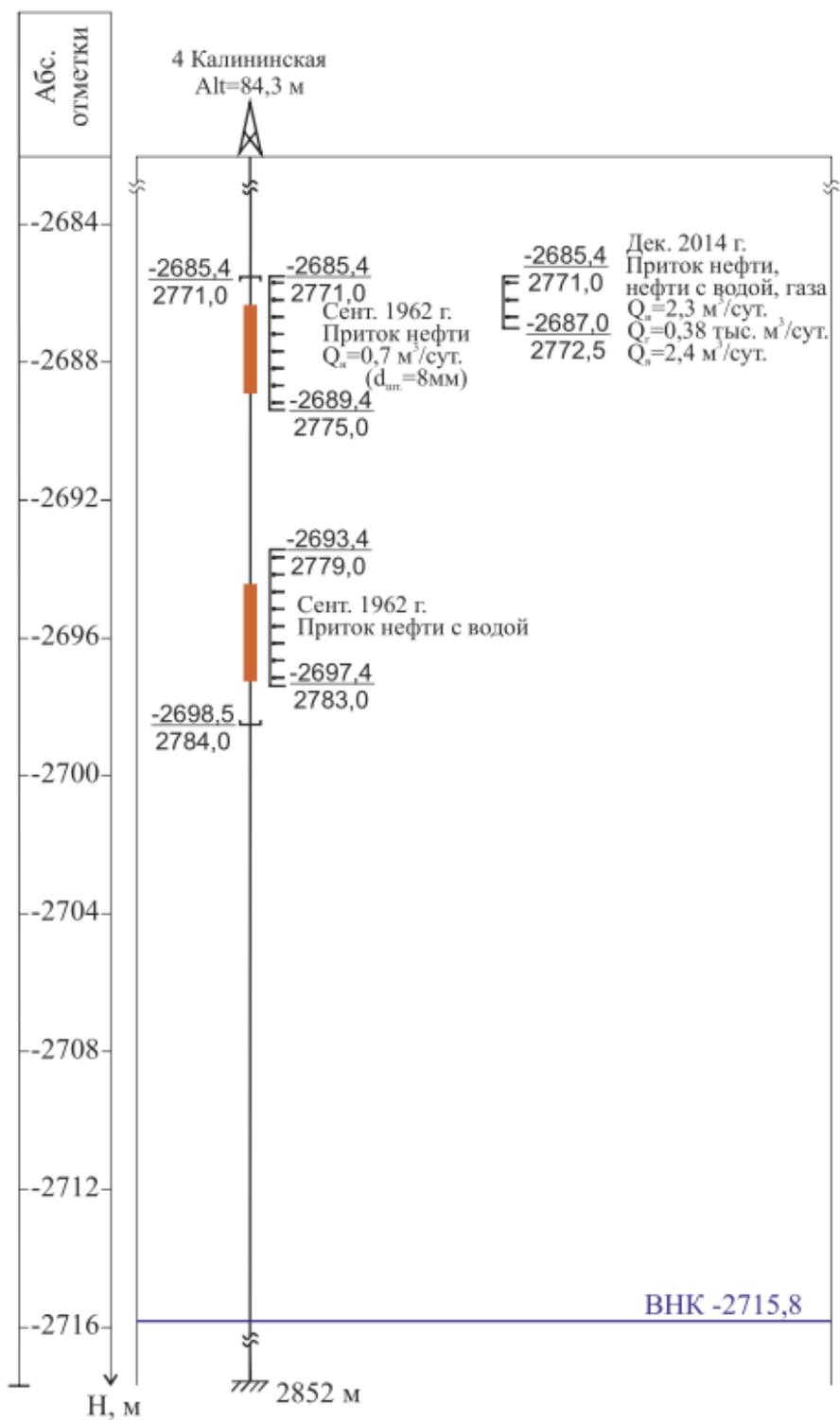
Интервал 1250-3000м. - турбобуром Т12М2\3\ -8", 3х шарошечным долотом №10 с 5".

Подраздел 2.2 «Отбор керна». Всего отбор керна составляет 192м или 6,4% от общей глубины скважины. Более подробных данных об объемах и исследованиях керна не сохранилось.

Раздел 3 «Результаты работ». С целью детального изучения геологического разреза Калининской площади и выделения перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, 1962 году бурение сопровождалось опробованиями в эксплуатационной колонне и испытаниями в открытом стволе.

После перфорации в интервалах 2783-2779м. и 2775-2771м. скважина непродолжительное время фонтанировала чистой нефтью, после чего обводнилась. После проведения изоляционных работ и изоляции интервала 2783-2779м. получен приток нефти Рпл. = 308,78атм. Пластовая температура - 72⁰ С. удельный вес нефти = 0,852г/см³. Удельный вес газа = 0,775г/см³.

В 2014 после перфорации в интервале 2771-2772,5м. скважина была освоена методом свабиrowания, снижением уровня до 400м. Скважина начала работать фонтаном в течении 2-х часов. На выходе: вода 20м.куб., нефть 5м.куб. Давление резко упало, скважина была закрыта, принято решение о прокачке в затруб газового конденсата. После освоения скважины переводом на нефть (20 м.куб.), скважина начала работать фонтаном с начальным давлением Ртр. = 5,2 Мпа, Рзатр. = 5,6Мпа. при этом средний дебит на штуцере 4 мм. составил около 5 м.куб. в сутки, как показано на рисунке 1.



Условные обозначения:

- | | | | |
|---|-----------------------------------|---|-----------------------------|
|  | - интервал опробования |  | - границы пласта |
| $\frac{-2689,4}{2775,0}$ | - абсолютная отметка
- глубина |  | - коллектор нефтенасыщенный |

Масштаб верт. 1:200

Рисунок 1 - Схема опробования скважины №4 Калининской

Выделение эффективных толщин в разрезах скважин проводилось с использованием всего комплекса геофизических исследований скважин по прямым качественным признакам и косвенным количественным критериям коллекторов, которые базируются на использовании статистической совокупности значений геофизических параметров, соответствующих границе коллектор-неколлектор.

К прямым качественным признакам коллекторов относятся следующие: наличие глинистой корки на стенках скважин, положительные приращения на кривых микрозондов, градиент ρ_k на кривых БЭЗ, испытания пластов, данные исследований керна.

Из косвенных качественных признаков выделенные пласты характеризуются пониженными значениями ГМ, что свидетельствует о том, что данные пласты могут принадлежать к коллекторам. Относительно невысокая глинистость ($K_{гл} < 30\%$), так же характеризует выделенные пласты по своим емкостным свойствам как коллекторы. Из эффективных толщин исключались прослой глинистых разностей.

В интервалах с неоднозначной характеристикой коллекторов по данным качественных признаков ГИС, а также выделение коллекторов осуществлялось путём использования косвенных количественных геолого-геофизических критериев - граничное значение коэффициента пористости $K_{п}^{ГР}$.

В виду отсутствия петрофизических исследований керна скважин Калининского месторождения, использовались общепринятые в методических руководствах следующие граничные значения пористости:

- для карбонатных коллекторов $K_{п}^{ГР} = 5,0 \%$; пласты с пористостью от 5,0 до 6,0 % отнесены к группе «возможный коллектор»; пласты с коэффициентом пористости выше 6,0 % относились к группе «коллектор, со смешанным типом пористости»;

- для песчаных коллекторов - $K_{п}^{ГР} = 8,0 \%$; пласты с пористостью от 8,0 до 10,0% классифицировались как «возможный коллектор», если

коэффициент пористости пропластка численно превышал значение 10,0%, то он относился к группе «коллектор, с поровым типом пористости».

Для оценки глинистости коллекторов использовались данные ГМ.

Для каждого исследуемого пласта вычислялся двойной разностный параметр:

$$\Delta I^y = (I^y \text{ пласта} - I^y \text{ min}) / (I^y \text{ max} - I^y \text{ min}).$$

Применение разностного параметра позволяет исключить влияние индивидуальных особенностей радиометрической аппаратуры.

При количественной оценке глинистости пород по данным ГМ использовалась зависимость: $S_{гл} = f(K * \Delta I^y)$, где: K – коэффициент, учитывающий содержание пелитовой фракции в опорном пласте. Коэффициент принят равным 0,7 как по близлежащим месторождениям. Все определения величины $S_{гл}$ производились по палетке Ларионова В.В.

Расчет объемного содержания глинистого материала в породе – коэффициента объемной глинистости ($K_{гл}$) - определяется по формуле: $K_{гл} = S_{гл} * (1 - K_{п})$.

Далее рассчитывалась поправка за содержание глинистого материала $\Delta K_{п}$:

$\Delta K_{п} = 0,37 * K_{гл}$, где коэффициент 0,37 соответствует принятому водородосодержанию в глинах.

Рассчитанные таким образом поправки за глинистость были внесены в коэффициенты пористости пластов-коллекторов. Критерием внесения поправки за глинистость явились значения $S_{гл}$. При $S_{гл} \leq 10\%$ поправка не вносилась.

Характер насыщения коллекторов определялся на основании анализа материалов ГИС, данных керна и результатов опробования пластов.

Определение УЭС проводилось с использованием интегрированной системы обработки ГИС «Прайм». В программах реализована методика обработки ГИС, позволяющая корректировать УЭС с учетом влияния скважины, скин-эффекта, зоны проникновения вмещающих пород как

непрерывно, так и по отдельным интервалам. Методические приемы при машинной обработке аналогичны приемам, применяемым при ручной обработке.

Заключение. В процессе написания данной работы была изучена геолого-геофизическая характеристика Калининской площади Саратовского Поволжья, освоена методика комплексной интерпретации данных ГИС, был проинтерпретирован материал по комплексу методов ГИС скв. №4 Калининского месторождения.

Также была описана методика проведения работ, а именно методика бурения скважин и отбора керна

Таким образом, была проведена интерпретация данных ГИС, определён характер насыщения пластов-коллекторов, коэффициент глинистости и нефтегазонасыщенности.

Изучив перспективы нефтегазоносности каменноугольного и девонского комплекса пород методом ГИС и опробованием в эксплуатационной колонне скважины № 4 Калининской Калининского участка недр, выведенной из ликвидации, были сделаны следующие выводы:

В каменноугольных отложениях выделяются пласты-коллекторы с характеристикой «возможный коллектор» в отложениях малевского горизонта C_{1ml} , что связано с низкой информативности микрометодов в данных интервалах и отсутствия возможности учета доломитизации на показания НГК при оценке коэффициента пористости и, следовательно, оценки коллекторских свойств.

В отложениях девонской системы выделяются пласты коллектора воробьевского (пласт $D_2-V vb$) и ардатовского (пласт $D_2-IVa ar$) возраста. Следует отметить, что после интерпретации данных ГИС в эксплуатационной колонне по данным ИННК, воробьевский пласт, кровельная часть которого в открытом стволе была проинтерпретирована как нефтенасыщенная, оказалась водонасыщенной, в связи с этим пласт после вывода скважины из ликвидации не опробовался.