

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

Кафедра геофизики

**«Определение подсчетных параметров пластов – коллекторов
Папановского месторождения Саратовской области
с помощью комплекса методов ГИС»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТА

Студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 нефтегазовое дело
профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»
геологического ф-та
Луцилина Виталия Ивановича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

Е.Н.Волкова

подпись, дата

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

Е.Н.Волкова

подпись, дата

Саратов 2021

Введение. Для большинства месторождений разведанные запасы нефти и газа подсчитывают объемным способом, в котором геофизическим исследованиям скважин принадлежит ведущая роль при нахождении параметров пластов, определяющих размеры запасов. По данным ГИС находят эффективные толщины, коэффициенты пористости, нефтегазонасыщенности коллекторов, положение контактов между пластовыми флюидами. Достоверность определения подсчетных параметров неразрывно связана с полнотой и качеством ГИС на разведываемых месторождениях, степенью использования геофизических данных при подсчете запасов и обоснованием полученных результатов геологическими материалами.

Целью данной выпускной квалификационной работы является определение подсчетных параметров пластов-коллекторов: коэффициентов пористости, нефтенасыщенности и эффективных толщин Папановского месторождения нефти для подсчета запасов углеводородов.

Основные задачи, поставленные в рамках данной работы:

- изучить геологическое, литолого-стратиграфическое и тектоническое строение Папановского месторождения;
- изучить методику выделения коллекторов;
- рассмотреть методы ГИС, необходимые для определения подсчетных параметров коллекторов;
- произвести расчет подсчетных параметров коллекторов для подсчета запасов залежи углеводородов.

Работа состоит из следующих разделов: 1 Общие сведения о месторождении, 2 Методика интерпретации данных ГИС, 3 Результаты интерпретации данных ГИС

Основное содержание работы. Общие сведения о месторождении. В административном отношении месторождение расположено в Аткарском районе северо-западной части Саратовской области, в 10 км к юго- западу от

Глазуновского месторождения и в 23 км к северо - востоку от Языковского месторождения. **Нефтегазоносность.** Залежь нефти в семилукских карбонатных отложениях на Папановской структуре, расположенной в пределах Аткарской впадины, выявлена по данным ГИС и по результатам опробования скважин №№ 1 и 4. Дебиты нефти по ним после перфорации эксплуатационных колонн составляли соответственно 10,99 м³/сут. при динамическом уровне 400 м и 3,3 м³/сут. при динамическом уровне 875 м. В скважинах 2 и 3 притоков из этого пласта не получено. По результатам интерпретации данных ГИС опробованный в процессе бурения в скважине № 2 семилукский пласт имеет однозначную положительную характеристику.

При эффективной толщине 3,4 м его пористость и нефтенасыщенность составляют соответственно 5,8 % и 73 %. Неполучение притока возможно связано с неэффективным воздействием на испытываемый интервал. В скважине № 3 семилукский пласт имеет пористость ниже граничного (5,1%) и, как следствие, после прострела эксплуатационной колонны и последующей гидropескоструйной перфорации, многочисленных солянокислотных обработок и гидрокислотного разрыва притока не было получено. Вероятно, в восточном направлении от скважины № 1 имеет место замещение карбонатных коллекторов на практически непроницаемые разности с проницаемостью менее 1 мд.

При опробовании в процессе бурения тульских (скв. № 2 - 1 объект), тимано- пашийских (скв. № 1, 2 и 3 - 3 объекта) и ардатовских (скв. № 1 – 1 объект) отложений получены притоки пластовой воды без признаков нефтегазоносности. В скважине № 2 из отложений ардатовского возраста притока не получено.

По скважине № 4, в которой тимано-пашийские отложения не опробовались, в интервале 1449,9 - 1450,9 м выделяется возможно продуктивный песчаный коллектор, который при глинистости (1) 12,2 % имеет пористость по НГК 19,2 % и сопротивление по ИК 7,4 омм. Его

нефтенасыщенность по Куликовскому месторождению, также расположенному в пределах Аткарской впадины, оценивается в 81,5 %.

Выявленная в семилукских отложениях нефтяная залежь по типу природного резервуара является пластовой сводовой, тектонически нарушенной и литологически ограниченной.

Продуктивный пласт литологически представлен известняками трещиноватыми, неравномерно тонко - и сильно выщелоченными с образованием микропористого и кавернозного пространства с рассеянной доломитизацией, как правило, крепкими.

Эффективные толщины по скважинам № 1, 2 и 4 колеблются в пределах 3,2-4,3 м при среднем значении 3,6 м.

Коэффициенты эффективной толщины ($K_{эф.т.}$) или доли коллекторов и расчлененности (k_p) изменяются по указанным скважинам соответственно в пределах 0,694 - 0,843 и 2 - 3. Средние значения этих параметров составляют 0,784 и 2,33.

Средневзвешенные значения пористости и нефтенасыщенности по скважинам варьируют соответственно в пределах 5,8 - 11,6% и 73 - 91,4 %. В целом по залежи средние значения этих параметров равны 7,7 % и 81,8 %. Методика интерпретации данных ГИС. Проведенный комплекс геофизических исследований скважин. Выделение коллекторов. Коллектор - это порода, которая обладает способностью вмещать флюиды и отдавать их при создании перепадов давлений.

По морфологии порового пространства коллекторы разделяют на простые (межзерновые) и сложные (трещинные, кавернозно-трещинные, и смешанные типы). В смешанном типе в свою очередь выделяют трещинно-межзерновые, кавернозно-межзерново-трещинные, карстово-кавернозные и т. д. В терригенном разрезе преобладают межзерновые коллекторы, в карбонатном наряду с межзерновыми - кавернозно-трещинные и смешанные.

С геофизической точки зрения в терригенном разрезе среди межзерновых коллекторов выделяют высокопористые и низкопористые; чистые (слабоглинистые) и глинистые. Определение коэффициента пористости. В настоящее время для определения коэффициента пористости терригенных и карбонатных коллекторов используются следующие геофизические методы: метод сопротивлений; радиоактивный каротаж - стационарные и импульсные нейтронные методы (нейтронный гамма-каротаж (НГК), нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым (ННК-Т) и надтепловым (ННК-НТ) нейтронам); гамма-гамма каротаж (ГГК); акустический каротаж (АК) . Все они базируются на резком различии физических свойств твердой фазы, образующий жесткий скелет породы, и жидкого (или газообразного) заполнителя порового пространства. *Метод сопротивлений.* Используется для определения пористости водонасыщенных коллекторов. *Нейтронный метод.* Интенсивность излучения, регистрируемая нейтронными методами Ингк, Иннк-т и Иннк-нт зависят главным образом от концентрации атомов водорода в среде, окружающий скважинный прибор. Глины являются лучшими замедлителями нейтронов и поглотителями гамма-квантов, чем чистая порода той же влажности. *Гамма-гамма метод.* Определение пористости гамма-гамма каротажом (ГГК) базируется на линейной связи пористости с электронной плотностью породы, практически совпадающей с ее объемной плотностью. Обычно при интерпретации пользуются палетками зависимости показаний ГГК ($I_{ГГК}$) непосредственно от плотности пород данной литологии. *Акустический метод.* При определении $k_{п}$, коллекторов терригенного и карбонатного состава по АК используется связь между коэффициентом пористости $k_{п}$ и интервальным временем пробега упругой волны OT , которая описывается уравнением «среднего времени».

Кроме этого способа для определения пористости пород существуют способы, основанные на петрофизических корреляционных парных или многомерных зависимостях типа «кern-ГИС» и «кern-кern» между $k_{п}$ и AT . Их устанавливают для выделенных в изучаемом объекте литотипов пород с тем,

чтобы максимально учесть состав веществ, образующих минеральный скелет породы, тип и распределение глинистых частиц, тип и объемы цементов, влияние межзерновой, каверновой и трещинной емкости и порозаполняющих флюидов - воды, нефти и газа. Определение коэффициента глинистости. Определение величины глинистости необходимо при интерпретации данных электрических, нейтронных и акустических методов исследования скважин, так как содержание в породе глинистых материалов определяет в значительной мере эффективную пористость, проницаемость, способность к набуханию коллектора. Наиболее широко распространено понимание глинистости как относительного содержания пелитовой фракции, максимальный размер зерен которой изменяется от 0,001 до 0,01 мм. В работе под глинистостью понимается относительное массовое содержание глинистых минералов, определяемое по данным рентгеноминералогического анализа. *Метод потенциалов собственной поляризации (ПС)*. Диаграммы метода ПС используют для определения глинистости в терригенных коллекторах с рассеянным в объеме породы глинистым материалом и в слоистых глинистых коллекторах. Петрофизической основой для оценки глинистости в коллекторе с рассеянной глинистостью является связь между относительной амплитудой $\alpha_{\text{ПС}}$ и параметром $\eta_{\text{гл}}$, которая характеризуется снижением $\alpha_{\text{ПС}}$ с ростом $\eta_{\text{гл}}$. *Гамма метод*. Возможность использования данных ГК для количественной оценки глинистости основывается на существовании корреляционной связи между глинистостью осадочных пород и их радиоактивностью $q = f(\text{Сгл})$. С повышением радиоактивности глинистость пород закономерно увеличивается.

Результаты интерпретации данных ГИС. Комплексный анализ диаграмм всех геофизических методов по скважинам 1, 2, 3, 4 с использованием результатов опробования и количественного критерия $k_{\text{п}}^{\text{ГР}}$ по семилукскому продуктивному пласту и верхней 50-метровой толще тимано-пашийского горизонта позволили выделить пласты-коллекторы и определить их границы.

Коллекторы семилукского продуктивного горизонта по данным исследования керна скважины № 24 представлены известняками, характеризующимися сложной структурой порового пространства - порово-каверново-трещинный тип коллектора. Коллекторы тимано-пашийского продуктивного горизонта по данным ГИС представлены кварцевыми песчаниками разной степени глинизации и алевролитами, характеризующимися межзерновым типом пористости. Коллекторы Папановского месторождения были выделены на основе качественных признаков выделения коллекторов, к которым относятся: отрицательная амплитуда на кривых ПС и ГК, наличие глинистой корки, положительные приращения показаний микрозондов, радиальный градиент сопротивления на диаграммах БК и МБК; и количественного критерия выделения карбонатных и терригенных коллекторов с преобладающей межзерновой пористостью, которым являлось граничное значение пористости, определенное статистическим путем по результатам определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) на образцах керна .

При построении кумулятивной кривой для карбонатных коллекторов семилукских отложений при определении $k_{п}^{гп}$ принята выборка образцов, отобранных из скважины № 4 Папановской площади , состоящая из образцов керна с проницаемостью $k_{пр}^{гп}$ больше или равной 1 мд (4 образца). Для построения кумулятивной кривой для неколлекторов принята выборка из 10-ти образцов керна с проницаемостью < 1 мд.

Граничное значение пористости коллекторов тимано-пашийских отложений принято равным 10,4 % по аналогии с Куликовским месторождением, наиболее близко расположенным к изучаемому объекту . Для тимано- пашийских коллекторов при $k_{п}^{гп} \geq 10$ мд граничное значение при $k_{п}^{гп}$ составило 10,4%.

Для определения общей пористости карбонатных коллекторов (при $k_{п}^{гп}$) семилукского горизонта были использованы данные нейтронного гамма метода (НГК) и акустического метода (АК).

Определение коэффициента пористости по данным НГК проведено по методу относительных амплитуд. На диаграммах были выделены опорные пласты - чистые известняки нижней части задонско-елецкого или верхней части евлано-ливенского горизонтов с низким водородосодержанием: при $k_{п}$ 1-3% по данным АК и нулевой глинистостью; и глины петинского горизонта с высоким водородосодержанием: $k_{п}$ 30 %.

Коэффициент пористости семилукских коллекторов, сложенных известняками равен найденным по зависимости значениям пористости.

Коэффициент пористости коллекторов семилукского возраста по данным акустического метода был определен с использованием экспериментальной петрофизической зависимости типа «кern — kern» между интервальным временем OT и $k_{п}$ с учетом термобарических условий, соответствующих пластовым, построенной на образцах керна, поднятого из отложений семилукского горизонта скважины Ns 4-Папановской [6].

Коэффициент пористости глинистых песчаных коллекторов тимано-пашийского возраста по данным акустического метода был рассчитан на основе уравнения «среднего времени», где:

$$OTK = 170 \text{ мкс/м,}$$

$$OTГ_{п} = 320-420 \text{ мкс/м,}$$

$$OTЖ = 724 \text{ мкс/м.}$$

Результаты определений $k_{п}$ по НГК, АК представлены в таблицах 3.1, 3.2. Для введения в значения k поправки за глинистость были выполнены определения коэффициента глинистости $C_{гл}$ по зависимости.

Результаты определений глинистости показали, что коллекторы семилукского горизонта неглинистые, что соответствует данным керновых определений глинистости, поэтому поправка за глинистость при определении пористости не вводилась.

В коллекторы тимано-пашийского горизонта в значения $k_{п}$ при $k_{гг}^{гк} > 10$ % вносилась поправка за глинистость. По данным определения пористости на образцах керн, отобранного из семилукских отложений, только два образца с проницаемостью > 1 мд приурочены к интервалу залегания коллектора 1416.9-1418.2м. Их средняя пористость составила 0.060.

Значения коэффициента пористости коллекторов семилукского продуктивного пласта изменяются от 0.051 — в скважине 2 — до 0.135 — в скважине № 4. Среднее значение пористости $k_{п}^{нгк}$ по пласту составляет 0.077.

По тимано-пашийским отложениям пористость коллекторов $k_{п}^{нгк}$ изменяется от 0.13 - в скважине 3 — до 0.245 — в скважине № 4. Коэффициент пористости возможно продуктивного коллектора, залегающего в интервале глубин 1449.9 - 1450.9 в скважине № 4, составил по данным НГК 0.192. Коэффициент нефтегазонасыщенности коллекторов продуктивного пласта семилукского горизонта определялся на основе сопоставления удельных электрических сопротивлений пород с их расчетными значениями при полном насыщении пластовой водой .

Так как скважины пробурены на пресной промывочной жидкости, удельное сопротивление которой по данным микрозондов составляет 1-1.50мм, для определения $\rho_{п}$, использовались диаграммы индукционного метода (ИК). Значения $\rho_{п}$ коллекторов, полученные по ИК с записью зондом 6Ф1 изменяются от 19 до 33 Ом в скважинах 1, 2; с записью зондом 7И1.6 — от 28 до 66 Ом в скважине № 4. Значение $\rho_{в}$ в пластовых условиях задавалось равным 0.04 Ом согласно имеющимся данным о температуре и минерализации пластовых вод семилукского горизонта Папановского месторождения .

При расчете коэффициента нефтенасыщенности принята пористость, определенная по НГК, так как кавернозность и трещиноватость коллекторов оказывает влияние на показания АК, значительно уменьшая ОТ, вследствие этого $k_{п}$, определенный по АК будет намного занижен. Так по скважине № 4 для семилукских отложений $k_{п}^{ак} < k_{п}^{нгк}$, что можно объяснить текстурно-

структурными особенностями строения коллекторов: керн, поднятый из интервала залегания коллектора 1416.9-1418.2м в скважине № 4, представлен известняком неравномерно перекристаллизованным, неравномерно сильно выщелоченным, участками сильно кавернозным, сильно трещиноватым. По другим скважинам $k_{п}^{ак}$ отличается от $k_{п}^{нгк}$ в пределах величины погрешности определения пористости по методам ГИС.

Петрофизические зависимости, используемые для определения $k_{нг}$, следующие:

Зависимость $R_{п} = f(k_{п})$, приведенная на рисунке 3.4, описывается уравнением $R_{п} = k_{в}^{-1,5359}$. Зависимость $R_{п} = f(k_{в})$, приведенная на рисунке 3.4, описывается уравнением $R_{п} = 0,9957 k_{в}^{-1,5259}$.

Коэффициент нефтенасыщенности возможно продуктивного коллектора тиманско-пашийского горизонта в скважине № 4 не был определен, так как отсутствуют петрофизические зависимости $R_{п}$, $R_{н}$ для этого горизонта. В скважинах 1, 2, 3 коллекторы по данным опробования скважин в открытом стволе водонасыщенные.

Результаты расчетов $k_{нг}$ в коллекторах продуктивного семилукского горизонта приведены в таблице 3.1, значения $k_{нг}$ изменяются от 67,1% в скважине 2 до 92,6 % в скважине № 4. Высокие значения 1 позволяют сделать вывод, что все коллекторы располагаются выше водонефтяного контакта.

По семилукскому продуктивному пласту в целом было рассчитано среднее значение коэффициента нефтегазонасыщенности, которое составило 81,8‰ (таблица 3.3).

Таблица 3.3 - Результаты расчета средних значений пористости. и нефтенасыщенности по семилукскому продуктивному пласту по результатам интерпретации данных ГИС

XX скважин	Интервалы залегания нефтенасыщенных коллекторов, м	Эффективные нефтенасыщенные толщины $P_{и,м}$	Пористость K_p, доли ед	Нефтенасыщенность K_n, доли ед.	$n_{нхкп}$ м	$n_{нхкпхкн}$, м
1	2	3	4	5	6	7
1	1421.1-1422.2	1.1	0.056	0.711	0.062	0.044
	1422.2-1423.6	1.4	0.063	0.765	0.088	0.067
	1424.4-1426.2	1.8	0.07	0.77	0.126	0.097
Итого по скважине 1:		4.3	0.064	0.754	0.276	0.208
2	1447.5-1448.8	1.3	0.061	0.796	0.079	0.063
	1449.3-1449.9	0.6	0.051	0.671	0.031	0.021
	1450.9-1452.4	1.5	0.057	0.686	0.086	0.059
Продолжение таблицы 3.3						
Итого по скважине 2:		3.4	0.057	0.730	0.195	0.143
4	1416-1416.9	0.9	0.106	0.926	0.095	0.088
	1416.9-1418.2	1.3	0.108	0.924	0.140	0.129
	1418.9-1419.9	1	0.135	0.898	0.135	0.121
Итого по скважине 4:		3.2	0.116	0.914	0.370	0.338
Итого по семилукскому пласту:		10.9	0.077	0.818	0.842	0.689

Заключение. Автором работы решены следующие задачи: изучено геологическое, литолого-стратиграфическое и тектоническое строение Папановского месторождения Аткарского лицензионного участка;

изучена и выбрана на основе имеющейся геолого-геофизической информации по Папановскому месторождению методика выделения коллекторов и определения подсчетных параметров:

коэффициента пористости k_p , коэффициента нефтегазонасыщенности $k_{нг}$, эффективных толщин $h_{эф}$;

произведен расчет подсчетных параметров коллекторов для подсчета запасов залежи углеводородов.

Полученные результаты расчетов коэффициентов пористости коэффициента пористости k_p , коэффициента нефтегазонасыщенности $k_{нг}$, эффективных толщин $h_{эф}$ были использованы при подсчете запасов нефти Папановского месторождения.