

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ имени Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**Геофизические исследования и работы в эксплуатационных скважинах
Ивановского месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4-ого курса 403 группы
направление 05.03.01 «Геология»
профиль подготовки «Нефтегазовая геофизика»
геологического факультета
Коблова Кирилла Константиновича

Научный руководитель
доцент, к.г.-м.н.

Б.А Головин

Заведующий кафедрой
доцент, к.г.-м.н.

Е.Н. Волкова

Саратов, 2023

Введение. Разведка и добыча нефти и газа связаны с бурением, исследованием и эксплуатацией глубоких скважин. Научно-технический прогресс в области нефтедобычи основан на совершенствовании геофизических методов, в том числе на использовании взрыва для вскрытия продуктивных горизонтов, перекрытых эксплуатационной колонной и интенсификацией притока жидких и газообразных углеводородов.

Являясь завершающим этапом в цикле освоения скважин, прострелочно-взрывные работы имеют важное, иногда решающее значение как для оценки потенциала продуктивных пластов, так и для месторождения в целом. Успешное проведение прострелочно-взрывных работ обеспечивает оптимальную эксплуатацию скважины в соответствии с нормами, которые удовлетворяют возможностям дебета пласта.

В зависимости от вида операции, можно выделить следующие направления использования прострелочно-взрывных работ:

- вскрытие перфорацией пласта, перекрытого обсадной колонной, с целью сообщения ствола скважины с породой-коллектором;
- интенсификация притоков углеводородов пласта;
- выполнение ремонтных и других видов работ и исследований.

Целью настоящей квалификационной работы является выделение продуктивных пород-коллекторов в разрезе исследуемых скважин №26, 41 Ивановского месторождения, выбор методик вторичного вскрытия и увязка материалов перфорации с данными ГИС.

Для достижения поставленных целей были поставлены следующие задачи:

- изучить геологическое строение Ивановского месторождения;

- охарактеризовать информационный комплекс ГИС, обеспечивающий детальное изучение вскрытой скважины геологического разреза
- обосновать методика вторичного вскрытия пласта взрывными методами;
- провести комплексную интерпретация геофизических данных;
- выявить работающие интервалы в тимано-пашийских отложениях

Автор благодарит коллектив АО «Геофизсервис» за представленные материалы и помощь в обработке интерпретации геолого-геофизической информации.

Основное содержание работы. Ивановское месторождение расположено в саратовской области между городами Саратов и Татищево. В орографическом отношении основная часть территории исследования располагается на левом берегу р. Волга. Плановые и целенаправленные геолого-геофизические исследования с целью поисков нефти и газа начали проводиться на изучаемом участке в основном, с 50-60-х годов XX века. Геологический разрез района, на территории которого расположено Ивановское месторождение, представлен породами складчатого фундамента архейско-протерозойского возраста и осадочными породами рифейского, палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов. В разрезе месторождения полностью отсутствуют отложения нижнего отдела девона, перми, триаса, нижнего отдела юры. По результатам сейсморазведочных работ толщина осадочного чехла в пределах площади составляет около 2 км.

Участок работ в современном структурном плане расположен в Рязано-Саратовском прогибе, на стыке тектонических элементов II-го порядка - Аткарской впадины и Саратовских дислокаций.

Продуктивными на Ивановском месторождении являются терригенные отложения тульского и бобриковского горизонтов нижнего карбона, а также песчаники и алевролиты тиманско-пашийского возраста верхнего девона. К тульскому V пласту приурочены две газовые залежи. Бобриковские и

тиманско-пашийские отложения на Ивановском месторождении нефтеносны. К тульскому V пласту приурочены две газовые залежи. Бобриковские и тиманско-пашийские отложения на Ивановском месторождении нефтеносны. Отложения тиманско-пашийского горизонта содержат нефтяную залежь, являющуюся основным объектом разработки на Ивановском месторождении.

Продуктивная часть разреза горизонта сложена прослоями песчаников и алевролитов, разобщенных глинистыми разделами различной толщины. Песчаники и алевролиты в разрезе горизонта распределены неравномерно. Нижняя часть разреза сложена, в основном, мощными прослоями песчаников с подчиненным значением алевролитовых прослоев, на долю которых приходится менее 10% суммарной толщины коллекторов. Верхняя часть разреза, наоборот, сложена тонкими прослоями алевролитов 1-2 м толщины с единичными песчаными прослоями толщиной 6-9 м.

В целях достижения большей детализации геологического строения тиманско-пашийского продуктивного резервуара в его разрезе выделено два пласта, разобщенных глинистым разделом небольшой толщины. К двум выделенным пластам приурочена единая нефтяная залежь.

Общая толщина верхнего пласта тиманско-пашийского горизонта изменяется от 10 до 15 метров при среднем значении 11,7 м. Суммарная эффективная толщина проницаемых прослоев в скважинах меняется в более широком диапазоне от 1,8 м до 11,8 м при среднем значении 5,5 м. Нефтенасыщенные толщины верхнего пласта $D_{3f1tm-ps-I}$ изменяются примерно в том же диапазоне 1,8-11,1 м. Средняя расчлененность пласта невысокая 2,9 при диапазоне проницаемых прослоев, вскрытых скважинами, 4-1. Доля коллекторов в разрезе пласта изменяется от 16 до 81%, составляя в среднем 46%.

Нижний пласт имеет более высокое среднее значение песчаности 70% (диапазон изменения 49-89%) за счет увеличенного количества мощных песчаных прослоев, но и более высокое значение расчлененности – 4.3 при

диапазоне изменения этого параметра 2-8. Наличие мощных песчаных тел в разрезе нижнего пласта обуславливает значительно более высокие значения общей, эффективной и эффективной нефтенасыщенной толщины резервуара.

В целом разрез тиманско-пашийского подсчетного объекта, участвующий в моделировании, имеет общую среднюю толщину 49,4 м, среднюю суммарную толщину коллекторов 28,7 м и нефтенасыщенную толщину коллекторов 14,0 м.

Петрофизические свойства целевого горизонта выделялись комплексом ГИС, включающий гамма-каротаж, кавернометрию, естественную самополяризацию, боковой каротаж, термометрию, магнитный локатор муфт, вторичное вскрытие продуктивных пластов. Радиоактивный каротаж, основанный на измерении естественной гамма-активности горных пород, называется гамма-каротажем (ГК). В ГК изучается интенсивность естественного гамма-излучения пород вдоль ствола скважины (Γ – интенсивность гамма-излучения). Регистрируем зависимость $\Gamma = f(H)$.

Данный метод, как правило, входит в стандартный комплекс методов ГИС, так как является наиболее доступным и распространенным. Метод ГК может применяться как в открытом стволе (необсаженная скважина), так и в закрытом стволе. Нередко кривые ГК используются в качестве привязки разнесенных по времени записей каротажа, при условии, что данный метод ГИС присутствует в обоих наборах данных, а интервал исследований имеет перекрывающиеся интервалы глубин.

Среди осадочных пород максимальной естественной радиоактивностью, как правило, обладают глины, благодаря их огромной поверхности абсорбции, длительностью накопления пелитового материала, обеспечивающего повышенное содержание U, Th и др элементов в осадке. Минимальной – чистые (не глинистые) разности песков, песчаников, известняков. Исключение составляют некоторые разновидности полимиктовых песчаников, чья повышенная естественная радиоактивность может быть обусловлена присутствием в них калиевого полевого шпата, битуминозные породы,

фосфаты и некоторые другие породы. Можно считать, что радиоактивность большинства осадочных пород находится в прямой зависимости от их глинистости.

Гамма-каротаж применяют для решения задач:

- выделения в разрезах скважин местоположения полезных ископаемых, отличающихся пониженной или повышенной гамма-активностью;
- литологического расчленения и корреляции разрезов осадочных пород; выделения коллекторов;
- оценки глинистости пород;
- массовых поисков радиоактивного сырья.

При интерпретации кривых гамма каротажа также важно также понимать, что теоретически редкое, но возможное присутствие в осадочной породе небольшого количества радиоактивных металлов будет вызывать аномально высокие для них значения ГК, что может повлечь за собой ошибки в интерпретации.

В современной аппаратуре ГК в качестве детекторов гамма-излучения обычно используются сцинтилляционные счетчики на основе монокристалла NaJ (Tl) или CsJ (Na) в сочетании с фотоумножителями или датчик Гейгера – Мюллера.

При проведении ГК важное значение имеет правильный выбор скорости каротажа V и постоянной времени интегрирующего каскада – $\tau_{\text{я}}$. При излишне большой величине произведения $V \cdot \tau_{\text{я}}$ кривые ГК искажаются, при этом амплитудные значения уменьшаются, аномалии "расплываются" и становятся асимметричными, смещаясь по направлению движения скважинного прибора. Если $\tau_{\text{я}}$ излишне мало и $V \cdot \tau_{\text{я}}$ меньше оптимального, кривые, искаженные статистическими флуктуациями, становятся изрезанными, при этом может отсутствовать их повторяемость. Результаты измерения естественной радиоактивности пород относят к точке, соответствующей середине детектора, являющейся точкой записи.

Объектом исследований явились скважины №26, 41 Ивановского месторождения, расположенные в различных геологических условиях. При этом, скважина №41 находится в более благоприятных геологических условиях, чем скважина №26.

Распределение нефтегазоносных толщин составляет 25,2 м в скважине №41, 15,6 м в скважине №26.

Средние значения коэффициента глинистости: 8,25% - скважина №41; 8,77% - скважина №26.

Коэффициента пористости: 22% - скважина №41; 21,06% - скважина №26.

Коэффициента нефтегазоносности: 87,03 - скважина №41; 76,82% - скважина №26.

В соответствии с методикой работы, описанной в разделе 2, были выполнены определения коэффициентов глинистости, пористости, нефтегазоносности, типа коллектора и его эффективная мощность (приложения 1, 2).

Тимано-пашийский коллектор характеризуется песчаником кварцевым, в различной степени глинистым: глинистость варьируется от 0,3% до 26,02% (скважина №26), от 0,3% до 20,48% (скважина №41). Выделенные песчаники обладают высокими емкостными характеристиками, изменяющимися от 16,81% до 22,89% (скважина №26), от 17,1% до 25,69% (скважина №41). Продуктивность этих пластов существенно превышает 50% и составляет от 43,24% до 91,85% (скважина №26), от 66,36% до 95,17% (скважина №41). Общая эффективная мощность нефтенасыщенных пластов составляет 15,6 м (скважина 26), 25,2 м (скважина 41).

На завершающем этапе в цикле освоения скважин были выполнены прострелочно-взрывные работы. Учитывая существенные различия петрофизических свойств коллекторов в исследуемых скважинах для вторичного вскрытия пластов были использованы различные типы перфораторов:

В скважине № 41 были использованы перфораторы многократного пользования ПКТ-105, ПК-89КЛ ORION.

В скважине №26 был использован перфоратор однократного использования ПКО 89-АТ – скважина №26. Эти перфораторы, которые использовались при повторном вскрытии пластов Ивановского месторождения отличаются повышенной пробивной способностью, высокой плотностью кумулятивных зарядов при оптимальной фазировке, малым фугасным воздействием, минимальной трудоемкостью и простотой сборки, наивысшей безопасностью и безотказностью работы.

Данные перфораторы имеют следующие технические характеристики:

- максимальная плотность перфорации за один спуск - 10 отв/м
- диаметр в трубе – 14

диаметр в породе 12,5 при 700 Мпа, 14 при 400 Мпа.

Такой выбор был сделан исходя из возможностей пробития колонн в чистых и относительно глинистых породах-коллекторах.

Применение вышеуказанных технических средств позволило получить: дебет 3,2 т/сутки в интервалах 1819-1821,5 м и 1823,5-1827 м, и 6 т/сутки в интервале 1842-1859 м – скважина №41; дебеты 2,2 т/сутки в интервалах 1830-1832 м, 1834-1840 м, 1848-1853 м – скважина №26.

Таким образом, применяемое технико-методическое обеспечение позволило получить удовлетворяющие притоки из исследуемых пластов.

Результаты по определению коэффициентов глинистости, пористости, нефтегазоносности, типа коллектора и его эффективной мощности приведены в таблицах №1, №2.

Таблица №1

		Месторождение: Ивановское											
		Скважина 26											
		ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВ											
NN пп	Возраст	Интервал глубин, м		Мощность Общая	Литотипы	Тип коллектора	Кгл, %	Кп, %	Кнг, %			Характер насыщения	
		Кровля	подошва										1
1	D3tm-ps	1834,1	1835,2	1,1	Терригенный	Поровый	19,73	19,29	59,16			Продуктивный	
2	D3tm-ps	1835,2	1836,4	1,2	Терригенный	Поровый	22,28	18,37	64,06			Продуктивный	
3	D3tm-ps	1836,4	1837,3	0,9	Терригенный	Поровый	12,32	20,94	77,27			Продуктивный	
4	D3tm-ps	1837,3	1838	0,7	Терригенный	Поровый	9,93	22,53	83,06			Продуктивный	
5	D3tm-ps	1838	1838,8	0,8	Терригенный	Поровый	8	22,53	83,06			Продуктивный	
6	D3tm-ps	1838,8	1840,2	1,4	Терригенный	Поровый	6,47	22,54	80,98			Продуктивный	
7	D3tm-ps	1840,2	1841,9	1,7	Терригенный	Поровый	8,14	22,89	80,68			Продуктивный	
8	D3tm-ps	1849,2	1850,8	1,6	Терригенный	Поровый	0,3	21,71	90,36			Продуктивный	
9	D3tm-ps	1850,8	1852	1,2	Терригенный	Поровый	0,81	22,42	91,7			Продуктивный	
10	D3tm-ps	1852	1853,3	1,3	Терригенный	Поровый	0,3	21,84	91,85			Продуктивный	
11	D3tm-ps	1853,3	1854,6	1,3	Терригенный	Поровый	0,84	21,38	90,37			Продуктивный	
12	D3tm-ps	1854,6	1855,2	0,6	Терригенный	Поровый	2,72	21,66	84,15			Продуктивный	
13	D3tm-ps	1855,2	1856	0,8	Терригенный	Поровый	4,92	19,94	52,74			Продуктивный	
14	D3tm-ps	1857,8	1858,8	1	Терригенный	Поровый	26,02	16,81	43,24			Продуктивный	

Таблица №2

		Месторождение: Ивановское											
		Скважина 41											
		ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТОВ											
NN пп	Возраст	Интервал глубин, м		Мощность Общая	Литотипы	Тип коллектора	Кгл, %	Кп, %	Кнг, %			Характер насыщения	
		Кровля	подошва										1
1	D3tm-ps	1819,1	1820,5	1,4	Терригенный	Поровый	2,91	23,57	93,32			Продуктивный	
2	D3tm-ps	1820,5	1821,8	1,3	Терригенный	Поровый	8,1	24,71	93,65			Продуктивный	
3	D3tm-ps	1824,5	1825,8	1,3	Терригенный	Поровый	3,89	24,91	93,59			Продуктивный	
4	D3tm-ps	1825,8	1827	1,2	Терригенный	Поровый	3,84	25,69	95,17			Продуктивный	
5	D3tm-ps	1832,3	1833,7	1,4	Терригенный	Поровый	8,59	21,54	65,63			Продуктивный	
6	D3tm-ps	1833,7	1834,9	1,2	Терригенный	Поровый	11,24	22,03	66,44			Продуктивный	
7	D3tm-ps	1834,9	1835,9	1	Терригенный	Поровый	7,79	21,98	66,36			Продуктивный	
8	D3tm-ps	1842	1842,8	0,8	Терригенный	Поровый	9,44	20,01	92,18			Продуктивный	
9	D3tm-ps	1842,8	1844,1	1,3	Терригенный	Поровый	12,51	19,92	92,15			Продуктивный	
10	D3tm-ps	1844,1	1845,8	1,7	Терригенный	Поровый	8,83	21,37	92,72			Продуктивный	
11	D3tm-ps	1845,8	1846,7	0,9	Терригенный	Поровый	12,2	21,44	91,38			Продуктивный	
12	D3tm-ps	1846,7	1847,7	1	Терригенный	Поровый	12,58	18,99	90,18			Продуктивный	
13	D3tm-ps	1849,8	1852,2	2,4	Терригенный	Поровый	5,75	22,33	93,38			Продуктивный	
14	D3tm-ps	1852,2	1854	1,8	Терригенный	Поровый	0,66	22,75	94,39			Продуктивный	
15	D3tm-ps	1854	1856,7	2,7	Терригенный	Поровый	5,26	23,9	92,03			Продуктивный	
16	D3tm-ps	1856,7	1858,9	2,2	Терригенный	Поровый	6,25	21,79	89,31			Продуктивный	
17	D3tm-ps	1861,8	1863,4	1,6	Терригенный	Поровый	20,48	17,1	77,71			Продуктивный	

Заключение. В данной выпускной квалификационной работе были решены следующие задачи:

- изучено геологическое строение Ивановского месторождения;
- охарактеризован информационный комплекс ГИС, обеспечивающий детальное изучение вскрытой скважины геологического разреза
- обоснована методика вторичного вскрытия пласта взрывными методами;
- проведена комплексную интерпретация геофизических данных;

выявлены работающие интервалы в тимано-пашийских отложениях.