

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

Кафедра геофизики

**Методики выделения и оценки насыщения продуктивных  
коллекторов по данным ГТИ и их применение в различных  
горно-геологических условиях**

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

студента 6 курса 631 группы

020302 специальности геофизика

геологического факультета

Духонина Павла Александровича

Научный руководитель

К.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Б.А. Головин

Зав. Кафедрой

К.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Е.Н. Волкова

Саратов 2016

## ВВЕДЕНИЕ

Конец XX века ознаменовался необходимостью увеличения запасов и добычи нефти и газа. А для этого был необходим существенный рост темпов разведки новых нефтяных и газовых месторождений, повышение эффективности геологоразведочных работ, ускоренное разбуривание вводимых в разработку месторождений при резком повышении технико-экономических и качественных показателей буровых работ. Важнейшим резервом в реализации этой задачи являлось развитие и внедрение в практику геологоразведочных работ прогрессивного и нового в то время направления промысловой геофизики – геолого-технологических исследований (ГТИ) в процессе бурения. Этот тип исследований, в отличие от традиционных методов геофизических исследований скважин (ГИС), проводится непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя буровой бригады и бурового оборудования. При этом выполняется комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящихся скважин перспективных на нефть и газ коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессного опробования и изучения методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважины и оптимизацию режима бурения с целью достижения оптимальных технико-экономических показателей процесса бурения.

Целью написания данной работы является изучение интерпретационных моделей газового каротажа и выбор на этой основе комплекса методов для оценки характера насыщения перспективных пород-коллекторов в процессе бурения и практическое их применение и определение эффективности в различных горно-геологических условиях.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Материалом для настоящей работы послужили данные по скважинам, расположенным в разных районах Саратовской и Самарской области (Самарская площадь, Южно-Саратовское газонефтяное месторождение, Северно-Саратовское нефтяное месторождение). По ним была проведена обработка и корреляция полученного материала и было составлено обобщенное описание геологического, тектонического строения и нефтегазоносности перспективных горизонтов.

В геологическом строении района принимают участие породы архейской, девонской, каменноугольной, пермской, триасовой, юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем. Осадочный чехол сложен карбонатными и терригенными породами. Кристаллический фундамент (Ar) сложен метаморфическими и магматическими породами. Вскрытая толщина кристаллического фундамента составляет 33 м.

Исследуемый район находится в одном из наиболее сложных тектонических узлов Русской платформы. «Самарская» площадь расположена на юго-западном борту Бузулукской впадины, на северном борту погребенного девонского Иргизско-Рубежанского мегапрогиба. «Южно-Саратовское» месторождение расположено в Саратовском Заволжье, в пределах бортовой зоны Прикаспийской впадины. Строение этой зоны чрезвычайно сложное. Район месторождения приурочен к внешней части бортовой зоны и его структура во многом обусловлена становлением и длительным развитием Прикаспийской впадины. «Северно-Саратовское» месторождение находится в пределах Никольской структуры, приуроченной к южному склону Жигулевского свода Волго-Уральской антеклизы. Свод на юге и юго-западе граничит с Иргизским прогибом, а на юго-востоке – с Бузулукской впадиной. Никольская структура представляет собой пологую брахиантиклиналь, ориентированную в северо-западном направлении.

Нефтяные залежи на Северо-Саратовском месторождении приурочены к мелекесским, черемшанско-прикамским, бобриковским, кизеловско-черепецким и упинским отложениям каменноугольной системы, а также к заволжским отложениям девонского возраста. В Южно-Саратовском месторождении отмечена продуктивность (нефть или газоконденсат) в разрезе филипповских отложений. В разрезе Самарской площади нефтенасыщены башкирские отложения.

Далее рассмотрены методика проведения геолого-технологических исследований, методика проведения газового каротажа и разъяснены способы интерпретации данных газового каротажа при определении характера насыщения пластов, а также рассмотрены методики проведения геофизических и гидродинамических исследований.

Геолого-технологические исследования разделяются на два вида: геологические и технологические.

К геологическим относятся:

- Литолого-стратиграфическое расчленение разреза;
- Выделение коллекторов и оценка их свойств;
- Выделение в разрезе перспективных пластов и предварительная оценка их продуктивности и определение характера их насыщения.

К технологическим относятся:

- Предупреждение аварий и осложнений в процессе бурения;
- Оптимизация режимных параметров бурения и отработки долот;
- Расчет давлений в скважине и оценке пластовых, поровых давлений.

Область применения ГТИ включает исследование поисковых, эксплуатационных, опорно-параметрических и опорно-технологических скважин. Геолого-технологические исследования входят в состав обязательных комплексов и подлежат безусловному выполнению в

перспективных интервалах всех поисковых скважин и первых 2–3 разведочных скважин на каждой площади.

Для решения геологических задач применяется типовой комплекс исследований, включающий методы изучения шлама, керна, промывочной и пластовой жидкости, параметров бурения. Методы, входящие в состав типовых комплексов, подразделяются на обязательные (основные) и дополнительные. К обязательным методам отнесен минимальный набор методов, обеспечивающий в указанных условиях решение геологических задач на основе имеющихся в геофизических предприятиях серийных технических средств. Дополнительные методы применяются в сложных горно-геологических условиях, когда обязательный комплекс не обеспечивает эффективного решения поставленных задач.

Оперативные технологические исследования предусматривают сбор, обработку и оперативный анализ информации о ходе основных технологических процессов строительства скважины, выявления отклонений от заданного режима, определение начальных признаков осложнений и возможных предаварийных ситуаций. При этом выполняются необходимые расчеты и выдаются рекомендации по нормализации контролируемого процесса. К обязательным относится минимально необходимый набор автоматически измеряемых параметров, соответствующих каждому контролируемому этапу строительства скважины и обеспечивающий решение задач на основе серийных технических средств. Параметры дополнительного комплекса регистрируются для повышения эффективности исследований в сложных горно-геологических условиях при наличии соответствующих технических средств. Весь технологический процесс исследования разделяется на две цепочки: одна предполагает контроль нормального процесса проводки скважины без угрозы аварий и осложнений, вторая включается только при наличии угрозы таких ситуаций. При условии

нормализации, обе цепочки замыкаются на продолжение соответствующего этапа строительства скважины.

Газовый каротаж основан на изучение количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или ранее вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа. По способу проведения исследований различают газовый каротаж в процессе бурения и газовый каротаж после бурения. При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание углеводородных газов и периодически – компонентный состав углеводородных газов (УВГ), попавших в раствор из разбиваемых горных пород. Газовый каротаж после бурения включает непрерывное измерение УВГ и периодическое измерение компонентного состава газа, попавшего в буровой раствор в результате диффузии или фильтрации УВГ из нефтегазоносных пластов при простое скважины.

Далее рассмотрен ряд отечественных и зарубежных методик, которые решают задачу определения характера насыщения по данным газового каротажа.

Методика «Запсибнефтегеофизики» - Э. Е. Лукьянов предложил найти один обобщенный газовый коэффициент, с помощью которого можно было бы с большой вероятностью определить характер насыщения залежи. Предложен обобщенный показатель углеводородного состава (ОПУС). При проведении непрерывного хроматографического анализа возможно автоматическое определение значений ОПУС с привязкой к разрезу при использовании соответствующих масштабных коэффициентов.

Методика треста «Саратовнефтегеофизика», предложенная Чекалиным Л.М. - прогнозная оценка характера насыщения пласта проводится с

определения величины  $V_0$ , в формуле участвуют такие параметры как газонасыщенность единицы объема бурового раствора ( $\text{см}^3/\text{л}$ ), производительность насосов ( $\text{л/с}$ ), время бурения интервала (1 м.) (мин). С помощью нанесенной на палетку рассчитанной величины  $V_0$  находят величину нефтегазонасыщения  $N$ .

За рубежом применяются методики, использующие только анализ соотношения газов.

По результатам исследования методами обязательного комплекса ГТИ критериями наличия нефтегазонасыщенных пластов в разрезе являются:

- Аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора и  $\Gamma_{\text{х.пр}}$  (в 2 и более раза больше фоновых значений) по газовому каротажу;
- Превышение  $F_{\text{г}}$  (остаточное газонасыщение пласта) граничных значений для данного района;
- Относительный состав газа, идентичный составу газа для продуктивных пластов исследуемой площади;
- Увеличение нефтебитумосодержания до 3 баллов;
- Пористость средняя и высокая.

При оценке продуктивности коллектора желательно использовать все имеющиеся в наличии методы дополнительного комплекса и в первую очередь ЯМР анализ горных пород, газометрию шлама, фотокалориметрию, ОВП-пород (окислительно-восстановительного потенциала). Критериями наличия нефтегазонасыщенных пластов по методам дополнительного комплекса являются:

- Пористость более 5%;
- Аномальное увеличение (в 2 и более раза больше фоновых значений) газонасыщенности шлама (керн);
- Относительный состав газа открытых пор шлама (керн), характерный для продуктивных пластов исследуемой площади;
- Превышение процентного содержания битуминоида  $C_{\sigma}$  в шламе (керне) граничных значений  $C_{\sigma}$  для продуктивных пластов исследуемой площади;

- Резкое уменьшение конечных значений  $E_h$  и  $\Delta E_h$ .
- Характер насыщения пластов оценивается по следующим критериям:
- Остаточное газонасыщение пласта  $F_r$ ;
  - Сумма тяжелых углеводородов  $\Sigma TУ$ ;
  - Компонентный состав газа;
  - Флюидные коэффициенты  $CH_4/\Sigma TУ$ ;  $CH_4/C_2H_6$ ;  $CH_4/C_3H_8$  и т.д.;
  - Люминесценция шлама (керн);
  - Тип и количество битумоидов в породе;
  - Пористость пород;
  - Газонасыщенность шлама (керн)  $q_{ш}$ ;
  - Относительный состав газа открытых пор шлама (керн);
  - Изменение значений окислительно-восстановительного потенциала  $E_h$ .

Диагностика наличия продуктивного коллектора в разрезе по данным ГТИ с использованием интерпретационного кода, отражённая в таблице 1.

Таблица 1 - Интерпретационный код

№ п/п	Наименование параметра	Изменение значения параметра, баллы			
		Нет	Слабое	Среднее	Сильное
1	Механическая скорость бурения	0	1	2	3
2	Изменение расхода или объема бурового раствора	0	1	2	3
3	Газосодержание бурового раствора	0	1	2	3
4	Люминесценция шлама	0	1	2	3
5	Пористость пород	0	1	2	3
<b>Баллы</b>		<b>Перспективность объекта</b>			
0-3		Объект неперспективен			
4-6		По имеющейся информации нельзя дать ответ о наличии коллектора. Необходимо провести испытание свабированием или дополнительный комплекс исследований.			
Продолжение таблицы 1					
7-10		Вероятный коллектор. Провести испытание свабированием.			
10-14		Коллектор.			
13-15		Коллектор с высокими емкостными свойствами.			

Данные методики были использованы при определении характера насыщения в скважинах на Северо-Саратовском, Южно-Саратовском и Самарском месторождениях.



В разрезе исследуемых скважин по методике интерпретационного кода был выделен ряд аномальных зон. В разрезе Северо-Саратовской скважины было выделено 6 интервалов 815-819м, 824-832м, 1254-1265м, 1269-1282м, 1307-1307м, 1325 -1328,5 м, в разрезе Южно-Саратовской – 1 интервал - 1555-1751м, а в разрезе Самарской – два интервала - 2330 - 2334м, 2935,8 - 2953м.

При анализе данных по Самарскому месторождению методика Э. Е. Лукьянова показала следующие результаты - по ней был безошибочно установлен продуктивный нефтяной коллектор в интервале 2935,0 – 2953,0 м. Однако, в интервале 2330,0-2334,0 м пласт, характеризуемый по результатам ИПТ, как водоносный с низким содержанием УВ-газов, был определён как нефтенасыщенный.

При анализе данных по Саратовскому Поволжью методика ОПУС<sub>4</sub> оказалась менее эффективной, чем в Самарском. В частности, при определении характера насыщения трёх интервалов, вскрытых стволом скважины Южно-Саратовского месторождения, правильно не был установлен не один. В интервалах 1565,0 - 1585,0 м, 1651,0 – 1654,0 м и 1677 – 1693 м, характеризующиеся как нефтяные или газоконденсатные пласты, были определены методикой, как газовые или водоносные. Это показывает несостоятельность методики ОПУС в условиях сульфатно – карбонатного разреза.

При интерпретации данных газового каротажа по скважине Северо-Саратовского месторождения, эффективность методики ОПУС<sub>4</sub> была чуть выше. Интервал 815,0 – 819,0 насыщенный нефтью, был определён методикой, как пласт насыщенный остаточной нефтью. Продуктивные интервалы 824,0 – 832,0 м, 1254,0 – 1265,0 м, 1301 – 1307 м, 1325 – 1328 м. были установлены верно, характер насыщения – нефть. Интервал 1269 – 1282 м, характеризуемый по результатам ГИС как водоносный с остаточным нефтенасыщением, методикой был определён, как нефтенасыщенный.

Методика «Саратовнефтегеофизики» оказалась самой действенной на территории Саратовского Поволжья из всех опробованных, её эффективность близка к 90%. Однако, в условиях региона с пониженным газовым фактором, таким как Самарское Поволжье, методика показала себя неоднозначно - отлично отмечались водоносные пласты, а нефтенасыщенные коллектора определялись неявно.

Методика «индикатор нефти» очень хорошо, с эффективностью 80%, показала себя при интерпретации материалов по Северо-Саратовскому месторождению. По Самарскому месторождению эффективность ниже – 50%.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе дан обзор методик выделения продуктивных пластов и определение их характера насыщения по данным геолого-технологических исследований, и проведено практическое внедрения на примере скважин, расположенных в Самарском и Саратовском Поволжье.

В разрезе исследуемых скважин по методике интерпретационного кода был выделен ряд аномальных зон. В разрезе Северо-Саратовской скважины было выделено 6 интервалов 815-819м, 824-832м, 1254-1265м, 1269-1282м, 1307-1307м, 1325 -1328,5 м, в разрезе Южно-Саратовской – 1 интервал - 1555-1751м, а в разрезе Самарской – два интервала - 2330 - 2334м, 2935,8 - 2953м. По каждому из интервалов проведено определения характера насыщения по исследуемым методикам, В результате определения можно сделать вывод об эффективности методик.

Методика «Запсибнефтегеофизики» имеет эффективность 50% и не применима в районах с сульфатно-карбонатным разрезом.

Эффективность методики «Саратовнефтегеофизики» на территории Саратовского Поволжья составила 90%, что крайне важно – это единственная из исследуемых методик позволяющая определять характер насыщения пластов в условиях сульфатно-карбонатного разреза. В Самарском Поволжье её эффективность оказалась значительно ниже – около 50%.

Наибольшая эффективность зарубежного «индикатора нефти» составила 80% при обработке данных ГК по Северо-Саратовском месторождене. В условиях сульфатно-карбонатного разреза методика не применима. При обработке данных по месторождению Самарского Поволжья эффективность составила 50%.

Выбор наилучшей методики очень индивидуален. Если работы ведутся по одной площади, и углеводородные газы по всему разрезу однотипны или

хорошо изучены, то возможно применение конкретной оперативной методики определения характера насыщения по данным ГК, разработанной или адаптированной под данный регион.