

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

Кафедра исторической геологии и палеонтологии

**Доразведка Алеевского месторождения**  
**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студент 4 курса 401 группы  
направление 050301 – геология  
геологического факультета  
Пчелинцев Дмитрий Алексеевич

Научный руководитель  
Ассистент кафедры  
исторической геологии и палеонтологии \_\_\_\_\_ А.В. Бирюков

Заведующий кафедрой  
Заведующий кафедрой исторической геологии и палеонтологии,  
д. г.-м.н., профессор \_\_\_\_\_ Е.М. Первушов

Саратов 2016г.

## **Введение**

Алеевское месторождение открыто в 1998 г., нефтеносность пласта установлена опробованием его в первой пробуренной скважины №1, в своде северного купола, выявленного сейсмической разведкой. Данное месторождение имеет сложное геологическое строение – системой разломов разбито на отдельные блоки. На рассматриваемом участке проводились геологические, геохимические съемки, электро- и сейсморазведочные работы, в результате чего были разработаны основы геологии, стратиграфии и тектоники района.

По результатам поискового бурения промышленная нефтегазоносность выявлена в отложениях пласта Д<sub>2</sub>-V воробьевского горизонта: нефтяная залежь приурочена к северному и юго-западному блокам, газоконденсатная – к юго-восточному. Месторождение находится в стадии пробной эксплуатации, в процессе проведения которой будет производиться доразведка.

В 2000-2001гг на Алексеевской площади проводилось интенсивное бурение скважин и ввод их в эксплуатацию. На 01.09.01 было пробурено 17 скважин, из них одиннадцать на северном куполе, шесть на юго-западном. В результате этих работ центральная часть площади была детально разведана, периферийная же часть осталась неизученной.

Характер распространения продуктивных пластов по площади Алеевского месторождения, их связи друг с другом и законтурной областью к настоящему времени изучены неравномерно. Фонд пробуренных скважин сосредоточен в пределах северного, юго-западного приподнятых блоков, в которых выделяются отдельные локальные поднятия. Бурением не охвачены периклинальная часть куполов в пределах северного блока, а так же южная часть юго-восточного блока.

К приподнятым блокам приурочены залежи: в северном блоке первая нефтяная; к юго-западному вторая нефтяная; в юго-восточном блоке первая газовая.

В пределах не вскрытых бурением выше упомянутых залежей выделяют

катеґорию  $C_2$  (только в пределах северного блока), которые будут являться первоочередными объектами доразведочных работ.

Цель доразведки: получение промышленного притока углеводородов.

Основные задачи:

- уточнение геологического строения месторождения;
- перевод запасов в промышленные категории;
- уточнение контура нефтеносности;
- изучение особенностей литологического состава разреза.

Для доразведки северного блока предлагается осуществить заложение двух разведочных скважин в недренированных частях. Строительство намеченных скважин позволит уточнить границы распространения коллекторов и решить вопрос о переводе запасов нефти категории  $C_2$  в более высокие категории.

## Основное содержание работы

Алеевское месторождение открыто в 1998 г., нефтеносность пласта установлена опробованием его в первой пробуренной скважины №1, в своде северного купола, выявленного сейсмической разведкой. Данное месторождение имеет сложное геологическое строение – системой разломов разбито на отдельные блоки. На рассматриваемом участке проводились геологические, геохимические съемки, электро- и сейсморазведочные работы, в результате чего были разработаны основы геологии, стратиграфии и тектоники района.

По результатам поискового бурения промышленная нефтегазоносность выявлена в отложениях пласта Д<sub>2</sub>-V воробьевского горизонта: нефтяная залежь приурочена к северному и юго-западному блокам, газоконденсатная – к юго-восточному. Месторождение находится в стадии пробной эксплуатации, в процессе проведения которой будет производиться доразведка.

В результате всех проведенных работ центральная часть площади была детально разведана, периферийная же часть осталась неизученной.

В геологическом строении Алеевского месторождения принимают участие протерозойские, палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения

Палеозойская эратема в пределах Алеевской площади представлена девонской, каменноугольной и пермской системами; мезозойская – средним и верхним отделами юрской системы и нижним отделом меловой; кайнозойская – неогеновой и четвертичной системами.

В целом разрез представлен как карбонатными так и терригенными отложениями.

В Девонской системе в основном встречаются серые плотные глинистые песчаники и коричнево-бурые мелкокристаллические местами доломитизированные известняки.

Каменноугольная система представлена в основном буро-серыми глинистыми органогенно –обломочными мелко- и средне кристаллическими плотными известняками, местами доломитизированными, с прослоями серых аргиллитов.

Пермская система представлена глинистыми известняками и доломитами.

Породы Юрской Меловой Неоген и четвертичной системы представлены светло-серыми плотными глинами, с прослоями мергелей и алевролитов а также небольшие вкрапления гальки.

Алеевское поднятие располагается на южном склоне Степновского сложного вала и представляет собой погребенное поднятие.

Большая часть Степновского вала, в том числе и рассматриваемый участок в позднедевонское время пережили длительный период континентального развития. Вследствие этого, разрезы карбонатно-терригенного комплекса сокращены.

По отражающему горизонту поднятие представляет собой горст, ограниченный со всех сторон, кроме южной, сбросами с амплитудой от 80 до 160 м. По кровле коллекторов горст представляет собой трехкупольное поднятие с максимальной амплитудой 75 м, нарушенное двумя продольными сбросами амплитудой от 5 до 15 м.

### **Нефтегазоносность.**

Нефтяная залежь пласта D<sub>2</sub>V воробьевского горизонта пластовая сводовая, тектонически экранированная, подстилается пластовой водой. Размеры залежи по внешнему контуру нефтеносности в пределах запасов категории C<sub>1</sub> составляют 3,1х1,25 км. Глубина залегания в среднем 2300 м.

При подсчете запасов по категории C<sub>1</sub> водонефтяной контакт принят на абс. отметке -2179. А газоводяной контакт принят на абсолютной отметке -2176,3 м.

Коллектор представлен песчаником серым, кварцевым, разномерным, в верхней и нижней части преимущественно глинистым, слабослюдистым, средней плотности, слоистым и алевролитом серым, слоистым, средней плотности, местами сильно глинистым с прослоями аргиллита темно-серого, тонкослоистого.

Общие толщины воробьевских отложений варьируют в небольших пределах от 76,8 м до 91,2 м, увеличиваясь от юго-западного купола к северному. Нефтенасыщенные толщины достаточно резко изменяются на левом крыле и в южной части структуры. В остальных направлениях изменения происходят более равномерно. Газонасыщенная толщина отмечается лишь по одной скважине №5 и ее значение составляет 1 м.

По залежи пласта воробьевского горизонта пробы пластовой нефти отбирались как до ввода залежи в разработку, так и в период эксплуатации.

В лаборатории было установлено, что нефть легкая с плотностью в среднем по пласту составила 665,2 кг/м<sup>3</sup>, маловязкая (с вязкостью 1,104 мПа\*с).

Анализ разгазированной нефти проводился по 15 пробам. Нефть легкая с плотностью 794,0 кг/м<sup>3</sup>, малосернистая (содержание серы до 0,18%), парафинистая (парафина до 3,68%). Смол силикагелевых содержится до 1,98% и асфальтенов до 0,04%.

Растворенный газ с плотностью 0,797 кг/м<sup>3</sup> содержит: метана до 69,5%, углекислого газа до 1,41%, азота до 10,7% и гелия до 0,011%. Относительная плотность по воздуху 0,661. Сероводород отсутствует.

По химическому составу вода относится к хлоркальциевому. Плотность воды составила 1170,0 кг/м<sup>3</sup>, общая минерализация 250 г/л.

Запасы нефти по категории C<sub>1</sub> были подсчитаны в радиусе дренажа, принятым условно в 500 м, и составили 1406/703 тыс. т, а растворенного газа 312 млн. м<sup>3</sup>. Площадь нефтеносности по категории C<sub>2</sub> принята по отметке минус 2181 м составили 710 тыс. т, растворенного газа 157 млн. м<sup>3</sup>

В 2001 г по состоянию изученности проведен оперативный подсчет запасов по

категориям  $C_1$  и  $C_2$ . Запасы нефти и газа по категориям  $C_1$  и  $C_2$  увеличились в 2 и 0,5 раза соответственно.

Фонд пробуренных скважин сосредоточен в пределах северного, юго-западного приподнятых блоков, в которых выделяются отдельные локальные поднятия. Бурением не охвачены периклинальная часть куполов в пределах северного блока, а так же южная часть юго-восточного блока.

К приподнятым блокам приурочены залежи: в северном блоке первая нефтяная; к юго-западному вторая нефтяная; в юго-восточном блоке первая газовая.

В пределах не вскрытого бурением выше упомянутых залежей выделяют категорию  $C_2$  (только в пределах северного блока), которые будут являться первоочередными объектами доразведочных работ.

Осуществляемый в настоящее время принцип ускоренной выработки отдельных участков залежей нежелателен, так как это может привести к сложному размещению остаточных запасов нефти и их потерям в недрах.

Для доразведки северного блока предлагается осуществить заложение двух разведочных скважин в недренированных частях. Строительство намеченных скважин позволит уточнить границы распространения коллекторов и решить вопрос о переводе запасов нефти категории  $C_2$  в более высокие категории.

По каждой из намечаемых разведочных скважин должен быть проведен комплекс исследований, необходимых для подсчета запасов:

- детальное изучение керна для определения литологических особенностей и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов;
- рациональный комплекс геофизических исследований, согласно которых производится выделение продуктивных пластов, определение их толщин и глубин залегания, толщин продуктивных пластов;
- комплекс гидродинамических исследований для изучения фильтрационно-емкостной характеристики коллекторов, положения контактов газ-нефть-вода;
- Опробование с целью изучения свойств пластовых флюидов.

Лабораторное исследование керна должно включать определение литологического состава, пористости, проницаемости, насыщенности флюидами и связанной водой, трещиноватости и кавернозности пород. Результаты исследования керна позволят уточнить ФЕС продуктивных коллекторов, а также сопоставить их с данными ГИС для уточнения граничных значений коллекторских свойств, коэффициентов пористости и насыщенности коллекторов, вскрытых не только данной скважиной, но и скважинами, пробуренными ранее. Кроме того, необходимо по каждой залежи провести лабораторные определения коэффициентов вытеснения в пластовых условиях. Полученные результаты дадут возможность рассчитать КИН и извлекаемые запасы нефти продуктивных пластов.

Проведение полного комплекса ГИС в процессе бурения позволит отбить

границы продуктивных коллекторов, оценить их ФЕС, уточнить интервалы отбора кернa, рекомендовать интервалы испытания и опробования.

Для уточнения характера продуктивности необходимо провести испытания в открытом стволе испытателями пластов в интервалах, рекомендованных к испытанию по данным ГИС. При получении притоков УВ в процессе испытаний в открытом стволе предусмотреть опробования через колонну с привязкой интервалов перфорации по данным ГИС.

В процессе опробования и испытания необходимо предусмотреть отбор проб пластовой и сепарированной нефти и попутного газа с последующим проведением их лабораторных исследований. После опробования необходимо провести полное гидродинамическое исследование с определением пластового давления, коэффициентов проницаемости и продуктивности каждого пласта. В случае притоков пластовой воды осуществлять отбор ее проб и проведение полного анализа с обязательным определением содержания хлора – показатель метаморфизации вод.

Итак, разведочные скважины:

Скважина №19 закладывается (425 м на СЗ от 16 скв. ) в присводовой части северного выступа осложняющая локальное поднятие Северного блока. Она вскроет коллектор на абсолютной отметке -2148 м. Проектная эффективная нефтенасыщенная толщина 25-40 м; проектная отметка ВНК -2179 м.

Скважина №20 (300 м на С от 18 скв.) закладывается на северном замыкании поднятия северного блока. Отметка кровли -2161 м; проектная эффективная нефтенасыщенная толщина 22 м; проектная отметка ВНК -2179.

## **Заключение**

Алеевское месторождение открыто в 1998 г., имеет сложное геологическое строение, обусловленное наличием сбросов, которыми площадь месторождения разбита на отдельные блоки, и находится в стадии доразведки. Пробная эксплуатация месторождения начата в декабре 1998 г. По мере строительства скважин и получения новых данных запасы нефти и газа подсчитывались неоднократно. По состоянию изученности на 01.08.01 оперативным путем произведен пересчет запасов, величины которых приняты при проектировании пробной эксплуатации месторождения. Запасы нефти пласта Д<sub>2</sub>-V отнесены к категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

С целью вовлечения в разработку зон, запасы которых не охвачены процессом вытеснения, а также уточнения продуктивности и перевода запасов категории С<sub>2</sub> в более высокие категории, на Алексеевском месторождении предлагается бурение опережающих эксплуатационных и разведочных скважин.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных и технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. М., ВНИИ, 1996.
2. Максимов С.П., Киров В.А., Клубов В.А., Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции /Максимов С.П., Киров В.А., Клубов В.А./ под. Ред. С.П.Максимова. М.: Недра, 1970, 808 с.
3. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений/ Миннефтепром. М.,1987, 66 с.
4. К.А. Маврин, А.Т. Колотухин, В.А. Смирнов., Методические рекомендации по производственным практикам. Саратов :, СГУ им. Н.Г. Чернышевского, 1999, 23 – 45 с.
5. Шебалдин В.П., Тектоника Саратовской области. Саратов.: ОАО«Саратовнефтегеофизика», 2008, 40 с.
6. Габриэлянц Г.А., Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 2000, 587 с.
7. Жданов М.А., Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М.: Недра, 1981, 159 с.
8. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. М.: «Академия», 2008, 352 с.
9. Леворсен А.И., Геология нефти и газа. М.: Мир,1976.486, с.