

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

Кафедра геофизики

**Выделение пород коллекторов по геофизическим исследованиям и отбору
керна на примере Южно-Узеньского месторождения**

(Саратовская область)

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 501 группы
Направление 05.03.01 – «Геология»
геофизического факультета
заочного отделения
Кулина Петра Алексеевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2019

Введение. Территория Саратовского Поволжья является одной из наиболее перспективных в нефтегазоносном отношении. Геофизические исследования ведутся в вертикальных, наклонных и горизонтально направленных скважинах, что требует выбора эффективной методики интерпретации данных ГИС.

ГИС - это комплекс физических методов, используемых для изучения горных пород в около скважинном и межскважинном пространствах, а также для контроля технического состояния скважин. Геофизические исследования скважин делятся на две весьма обширные группы методов — методы каротажа и методы скважинной геофизики. Каротаж, также известный как промысловая или буровая геофизика, предназначен для изучения пород непосредственно примыкающих к стволу скважины (радиус исследования 1-2 м). Часто термины каротаж и ГИС отождествляются, однако ГИС включает также методы, служащие для изучения межскважинного пространства, которые называют скважинной геофизикой.

Объектом исследования является Южно-Узенское месторождение Саратовской области.

Целью бакалаврской работы является выделение пород-коллекторов в залежах аптского яруса и нижнеальбского подъяруса в пределах Южно-Узенского месторождения по данным геофизических исследований и отбору керна.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

- изучить геологическое строение отложений аптского и альбского яозраста;
- рассмотреть теоретические основы проведения геофизических исследований;
- описать методики интерпретации данных ГИС;
- выделить в разрезе изучаемой скважины по данным ГИС пласты-коллекторы;

- определить характер насыщения выделенных пластов на основе комплексной интерпретации данных керн-ГИС.

Выпускная бакалаврская работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка используемой литературы, включающего 10 источников. Работа изложена на 63 страницах, содержит 7 таблиц и 10 рисунков.

Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района работ», содержит сведения об изученности территории работ, литолого-стратиграфической характеристике разреза, тектоническом строении и нефтегазоносности.

Административно Южно-Узенское месторождение расположено в Новоузенском районе Саратовской области.

На Узеньской площади в 2001 году были проведены детализационные сейсмические работы МОГТ 2Д в объеме 58 пог. км и площадные работы ВП, с целью уточнения геологического строения.

В 2007 г. на Узеньской площади были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д (36 кв. км). По результатам работ были выданы рекомендации на бурение скважин в пределах южного опущенного блока.

В 2008-2009 г.г. была произведена переинтерпретация материала МОГТ-3D по Узеньской площади (36,0 км²) с учётом результатов пробуренных скважин №№ 3, 4 Южно+Узенских на южной опущенной структуре, которыми были открыты и подтверждены нижнемеловые залежи нефти, и результатов исследования ВСП скважины №4 Узеньской.

Геолого-геофизический разрез по Южно-Узенскому месторождению представлен отложениями нижнепермской, юрской, меловой, палеоген-неогеновой и четвертичной систем.

Разрез имеет сложное строение, которое заключается в структурных несогласиях. Сложен как терригенными так и карбонатными породами. Продуктивный горизонт аптский, коллекторами являются песчаники.

Южно-Узеньское месторождение в тектоническом плане расположено в северо-западной части Прикаспийской впадины в области развития солянокупольной тектоники.

По кровле песчаного пласта аптского яруса K_1a Южно-Узеньское поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку с запада и севера литологически ограниченную линией замещения коллекторов и крутой стенкой соли, а на востоке – разрывным нарушением, как показано на приложении В. На юге структуры крутой склон. Размеры поднятия по замкнутой изогипсе – 730 м составляют $2,32 \times 0,81$ км, а амплитуда 70 м.

По кровле песчаного пласта нижнеальбского подъяруса K_1a_1 Южно-Узеньское поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку. На севере поднятия протягивающее вдоль разрывное нарушение. Размеры поднятия по замкнутой изогипсе – 730 м составляют $2,05 \times 0,9$ км, а амплитуда 20 м.

Южно-Узеньское нефтяное месторождение находится в пределах Северо-Прикаспийской нефтегазоносной области.

Промышленная продуктивность в пределах Узеньской площади связана как с карбонатными коллекторами среднетриасовского возраста, вскрытыми и опробованными в скважинах №№ 1 и 22 Узеньских в пределах приподнятого северного крыла Узеньской надсолевой структуры, так и с терригенными пластами нижнеальбского и аптского возрастов, нефтеносность которых установлена по результатам бурения и опробования скважин №№ 3, 4 на южном гипсометрически опущенном крыле.

Нефтеносность нижнеальбского песчаного пласта (K_1a_1) установлена по результатам интерпретации данных ГИС и подтверждена опробованием ИПТ интервала 765-803 м в процессе бурения скважины № 4. Расчетный дебит нефти $16,44 \text{ м}^3/\text{сут}$. Пластовое давление равно 8,0 МПа. ВНК условно принят на абс. отм. минус 728 м.

Залежь по типу природного резервуара является пластовой, сводовой. Размеры ее составляют $1,9 \text{ км} \times 0,83 \text{ км}$ при общей площади продуктивности

1298 тыс.м² и высоте залежи 18м.

Нефтяная залежь в базальном песчаном пласте аптского яруса К_{1а} в скважине № 3 при опробовании ИПТ интервала 989,5-1011,3 м получен приток нефти с расчетным дебитом 353,4 м³/сут. Пластовое давление равно 10,17МПа. В скважине № 4 из интервала ИПТ 1032 – 1042 м расчетный дебит нефти составил 645,12 м³/сут. при пластовом давлении 10,672 МПа. ВНК принят по данным ГИС по скважине №4 на абсолютной отметке минус 966,7 м, соответствующей глубине по каротажу 1041,7 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины песчаного пласта К_{1а} по скважинам №№ 3 и 4 составляют 9,1 м и 11,7 м.

По типу природного резервуара залежь К_{1а} является пластовой, сводовой, литологически и тектонически ограниченной. Размеры залежи составляют 2,1х0,8 км при высоте 71,7 м. Средние значения коэффициентов песчаности и расчлененности по продуктивной части пласта равны 0,358 и 2.

Раздел 2 «Методика проведения геофизических исследований», содержит данные о технике и методике геофизических исследований, посвящен техническому обеспечению проведения каротажных работ, классификация методов ГИС, контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений, соотношение методов, основанных на исследовании керна, шлама и ГИС.

Комплекс работ, включающий геофизические исследования, проводимые для изучения разреза скважин и определения местоположения нефтяных и газовых пластов, контроля технического состояния и режима эксплуатации скважин, а также прострелочно-взрывные работы в скважине, получил название промысловая геофизика.

В каждой бурящейся скважине производят тщательное исследование вскрываемого ею разреза, определение последовательности и глубины залегания пластов, их литологических свойств, нефтегазоносности и водоносности. Эти данные необходимы для выявления нефтяных и газовых пластов, изучения геологического строения месторождения, оценки степени нефтегазонасыщения и коллекторских свойств пород, рациональной

разработки месторождения, подсчета запасов нефти и газа.

Одним из важнейших направлений повышения эффективности интерпретации промыслово-геофизических наблюдений является комплексная интерпретация промыслово-геофизических и геологических данных, представляющих собой взаимодополняющие материалы.

Исследования ведутся при помощи геофизического оборудования. При геофизическом исследовании скважин применяются все методы разведочной геофизики.

Для проведения геофизических исследований скважин используется как общая аппаратура и оборудование, применяемые в большинстве методов ГИС (автоматические каротажные станции (АКС) или аппаратура геофизических исследований скважин (АГИС), спускоподъемное оборудование), так и специальные скважинные приборы, разные в разных методах (глубинные или каротажные зонды). АКС (АГИС) смонтированы на автомашинах хорошей проходимости.

К общему оборудованию каротажной станции относятся:

1. источники питания (батарея аккумуляторов);
2. приборы для регистрации разности потенциалов и силы тока;
3. лебедка, работающая от двигателя автомобиля и предназначенная для спуска и подъема каротажного кабеля в скважину (при каротаже глубоких скважин - более 3 км - лебедка устанавливается на отдельном автомобиле-подъемнике);
4. блок-баланс, располагающийся вблизи скважины и предназначенный для направления кабеля в скважину и синхронной передачи глубины расположения индикатора поля на лентопротяжный механизм регистратора;
5. одножильный, трехжильный или многожильный кабель в хорошей изоляции.

Классификация методов ГИС может быть выполнена по виду изучаемых физических полей. Всего известно более пятидесяти различных методов и их

разновидностей. Название методов:

1) Электрические метод естественной поляризации (ПС)
- методы токового каротажа, скользящих контактов (МСК)
- метод кажущихся сопротивлений (КС), боковое каротажное зондирование (БКЗ) и др.

- резистивиметрия
- метод вызванных потенциалов (ВП)
- индуктивный метод (ИМ)
- диэлектрический метод (ДМ)

2) Ядерные гамма-метод (ГМ) или гамма-каротаж (ГК)
- гамма-гамма-метод (ГГМ) или гамма-гамма-каротаж (ГГК)
- нейтронный гамма-метод (НГМ) или каротаж (НГК)
- нейтрон-нейтронный метод (ННМ) или каротаж (ННК)

3) Термические метод естественного теплового поля (МЕТ)
- метод искусственного теплового поля (МИТ)

4) Сейсмо акустические метод акустического каротажа
- сейсмический каротаж

5) Магнитные метод естественного магнитного поля
- метод искусственного магнитного поля

6) Электрический методы

Включают в себя каротаж сопротивлений: кажущегося сопротивления (КС) -измерение удельного сопротивления горных пород; Боковой каротаж (БК) — разновидность КС экранированными электродами и их микрозондовые модификации КС МЗ и БК МЗ; Применяются различные виды токовых каротажей ТК.К электрическим так же можно отнести индукционный каротаж ИК-измерение удельной проводимости горных пород при помощи катушек индуктивности. Метод измерения и интерпретации естественных электрических потенциалов горных пород в скважинах или каротаж методом самопроизвольной поляризации (ПС).

Важным источником информации по изучению скважины являются данные кернового материала и шлама. С их помощью изучают петрофизические, текстурно-структурные, фильтрационно-емкостные, петрографические и другие свойства пород. Однако в целом эти методы недостаточно эффективны, что обусловлено неполным выносом кернового материала, трудностью привязки керна по глубине, малым радиусом исследования, изменением характеристик горных пород в зоне бурения и при подъеме на поверхность, значительными затратами времени и средств.

В отличие от этого ГИС дают сплошную, сравнительно точно привязанную по глубине информацию с существенно большим радиусом исследования. Затраты времени и соответственно стоимость ГИС ниже.

Раздел 3 «Результаты геофизических исследований», содержат комплекс, объём, интервалы и виды выполненных геофизических исследований, результаты интерпретации данных ГИС, оценка достоверности средних значений межфазовых контактов и подсчетных параметров, определяемых по материалам ГИС.

В скважинах №№3,4 Южно-Узеньского месторождения проводился комплекс промыслово-геофизических исследований.

Качество полученных материалов хорошее и удовлетворительное. Запись геофизических методов исследования выполнена современной аппаратурой. Запись радиоактивного каротажа проведена прибором СРК-3, индукционного – АИК-5.

По результатам интерпретации данных ГИС коллекторы были выделены на основе качественных признаков, обусловленных проникновением фильтрата бурового раствора в пласты и формированием при этом глинистой корки и зоны проникновения, отрицательной аномалии ПС, низких показаний на диаграммах ГК и количественного критерия – граничного значения пористости $K_{п}^{гр}$.

По залежи пласта K_{1a} ВНК по данным ГИС принят на абсолютной отметке минус 966,7 м, соответствующей глубине по каротажу 1041,7 м.

По залежи пласта K_{1a1} ВНК условно принят на абсолютной отметке минус 728 м, соответствующей нижней границе опробования ИПТ в скважине № 4 интервала 765-803 м, давшего приток нефти со средним расчетным дебитом 16,44 м³/сут. Самая низкая абсолютная отметка подошвы нефтенасыщенного пласта-коллектора по данным ГИС в скважине № 3 составляет минус 729,2 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины для пластов K_{1a1} и K_{1a} по современному комплексу ГИС определены только по двум скважинам №№ 3, 4 и их средние значения равны соответственно 8,75м и 10,4м при средневзвешенных величинах по площади - 6,5м и 10,3м.

Значения пористости и нефтенасыщенности определены по скважинам № № 3 и 4 по результатам интерпретации данных ГИС. Общее количество определений указанных параметров составляет 12 по пласту K_{1a1} и 9 по пласту K_{1a} .

В процессе бурения скважин №№ 3, 4 было опробовано ИПТ 4 объекта, в том числе 2 объекта по альбским отложениям, включая продуктивный пласт K_{1a1} (1 объект) и 2 объекта по пласту K_{1a} . Притоки нефти с расчетными дебитами 16,44 – 645,12м³/сут получены по 3^м объектам.

В эксплуатационной колонне продуктивный пласт K_{1a} был испытан в скважинах №№ 3 и 4, дебиты нефти и газа по которым через 6мм штуцер составляли соответственно 72,71 – 75,4 м³/сут и 3,672 – 5,283тыс. м³/сут.

По продуктивным пластам K_{1a1} и K_{1a} вынос керна по скважине №4 составляет 6,0м и 7,3м при освещенности нефтенасыщенной части пластов 71,4% и 62,4%. Из количества выполненных анализов керна исключены образцы с пористостью $\geq 40\%$, как непредставительные.

Объектами для интерпретации являлись терригенный пласты аптского и альбского ярусов.

Пласты-коллекторы перечисленных горизонтов – терригенные межзернового типа. Представлены пласты песчаниками полимиктового, олигомиктового и кварцевого состава.

Во всех скважинах зарегистрированы кривые методов МКЗ (микрокаротажное зондирование), ДС (кавернометрия) и ПС (самопроизвольная поляризация). Именно этот комплекс (МКЗ, ДС, ПС) позволяет уверенно выделить продуктивные пласты по следующим прямым и косвенным признакам, которые используются при выделении коллекторов:

- номинальный или несколько уменьшенный диаметр скважины по кавернограмме (наличие глинистой корки);

- положительные приращения на кривых МКЗ, заключающиеся в превышении показаний микропотенциал-зонда над показаниями микроградиент-зонда ($r_{кмпз} > r_{кмгз}$);

- отрицательные аномалии ПС;

- наличие зоны проникновения или наличие радиального градиента электрического сопротивления в коллекторе (данные интерпретации кривых БКЗ). В скважинах, где было проведено не только БКЗ, но и методы ИК (индукционный каротаж) и БК (боковой каротаж), были учтены показания и этих зондов.

- минимальный уровень естественной радиоактивности пород (данные ГК);

- при определении эффективной толщины коллектора из общей толщины исключались уплотненные пропластки (по данным МКЗ) и глинистые прослои, если была запись ГК (гамма - каротаж), или по увеличению амплитуды ПС в сторону «линии глин».

Выделенные аптский и альбский пласты-коллекторы обладает выше перечисленными прямыми качественными признаками, что обусловлено проникновением в пласты фильтрата промывочной жидкости (ПЖ), которое и вызывает формирование глинистой корки на стенках скважины и зоны проникновения фильтрата в породе. Косвенные качественные признаки, а именно невысокая относительная глинистость и низкие показания кривой ГК, так же характеризуют выделенные пласты по своим ёмкостным свойствам как коллекторы. Из эффективных толщин исключались уплотненные интервалы по данным МКЗ и прослои глинистых разностей. Правильность выделения

интервалов пластов-коллекторов подтверждается и результатами опробования).

При определении нижних пределов подсчётных параметров коллекторов (граничных значений) были использованы данные лабораторных исследований керна и обработки промыслово-геофизических материалов. Это позволило произвести построение ряда зависимостей между параметрами $\alpha_{пс}$ (относительный параметр амплитуды ПС) и $K_{п}$ (коэффициент пористости); $K_{п}$ и $K_{пр}$ (коэффициент проницаемости); $K_{г}$ (коэффициент газонасыщенности) и $K_{п}$.

Заключение. В данной работе изучен геологический разрез, тектоническое строение и нефтегазоносность Южно-Узеньского месторождения. Рассмотрен комплекс геофизических исследований: стандартный каротаж (ПС, КС), РК (НГК+ГК), БК, ИК, МКЗ, БКЗ, АК, ДС.

В исследуемых скважинах №№3,4 по керну и ГИС выделены продуктивные песчаные пласты-коллекторы аптского и нижнеальбского возраста насыщенные нефтью в интервалах (границы пласта/абс.отметка):

- 986,6-995,7/-913,2-(-992,3) м в скважине 3 (K_{1a});
- 992,7-1041,7/-917,7-(-966,7) м в скважине 4 (K_{1a});
- 786,8-802,6/-713,4-(-729,2) м в скважине 3 (K_{1a1_1});
- 792,4-800,8/-717,4-(-725,8) м в скважине 4 (K_{1a1_1}).

По результатам опробования и ИПТ в открытом стволе в скважинах № №3,4 получены промышленные притоки в интервалах (интервал опробования/абс.отметка):

- 989,5-1011,3/-916-(-937,8) м в скважине 3 (K_{1a});
- 1032-1042/-957-(-967)м в скважине 4 (K_{1a});
- 765-803/-690-(-728) м, 828-864,6/-753-(-789,6) м в скважине 4 (K_{1a1_1}).