

УДК 550.832

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
И АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОГО ПРИМЕНЕНИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА ПЕРЕД ПРОВЕДЕНИЕМ РАБОТ
ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ**

**EQUIPMENT AND TECHNOLOGY OF GEOPHYSICAL METHODS
FOR WELL TESTING ON THE PRIOBSKOYE FIELD
AND ANALYSIS OF THE POSSIBLE USE OF ELECTRICAL LOGGING
BEFORE OIL RECOVERY OPERATIONS**

Яковлев Алексей Леонидович

Вице-президент
по развитию инвестиционных проектов,
ООО «КНГК-Групп»
yakovlev@i-npz.ru

Yakovlev Aleksey Leonidovich

Vice President
for Investment Project Development,
LLC «KNGK-Group»
yakovlev@i-npz.ru

Аннотация. В статье рассмотрено проведение работ по каротажу и повышению нефтеотдачи двух скважин на территории Селияровской площади Приобского месторождения. В результате этих работ решены следующие задачи: 1) определена количественная оценка дебита скважин и их контрольных параметров; 2) сделаны выводы по обработке скважин с целью повышения извлекаемых запасов углеводородов; 3) даны рекомендации по дальнейшей эксплуатации скважин. Также рассмотрена перспектива применения инновационной технологии – нанокартаж – перед проведением работ по повышению нефтеотдачи.

Annotation. The paper considers the work on logging and enhanced oil recovery of two wells on the territory of the Seliyarovskaya area of the Priobskoye field. As a result of these works the following tasks were solved: 1) the quantitative estimation of well flow rate and their control parameters was determined; 2) conclusions were drawn on well processing to increase recoverable hydrocarbon reserves; 3) recommendations on the further operation of wells are given. Also, the perspective of using innovative technology – nanologging – before the work on increasing oil recovery is considered.

Ключевые слова: обоснование выбора комплекса методов; описание методов, входящих в геофизические исследования; комплекс методов определения текущего насыщения продуктивных пластов; методика проведения полевых работ; обработка и интерпретация полученных данных; метод плазменно-импульсного воздействия на пласт; электрический каротаж через обсадную колонну перед проведением работ по повышению нефтеотдачи.

Keywords: justification of the choice of a complex of methods; description of methods included in geophysical research; a set of methods for determining the current saturation of productive layers; methods of field work; processing and interpretation of the data; method of plasma-pulse effect on the formation; electric logging through casing before oil recovery enhancement.

Цели и задачи проектирования

Повышение извлекаемых запасов углеводородов является одной из самых актуальных и важных задач в нефтедобывающей промышленности.

Продление срока службы скважины является также важной задачей, потому что эксплуатационная нефтяная скважина является очень дорогим и технически сложным сооружением.

Блок добывающих скважин Северо-Западной части Приобского нефтяного месторождения, согласно данным по разработке, имеет низкий дебит флюида (менее 10 тонн/сут.) и высокую обводненность (более 90 %). Эксплуатация скважин с дебитом менее 10 тонн/сут. не рентабельна, для увеличения извлекаемых запасов и продления срока службы скважин необходимо провести – геофизические исследования комплексом состав / приток и комплексом ГИС для определения текущего характера насыщения пластов-коллекторов, после чего выполнить интенсификацию притока пластового флюида методом упругого воздействия на пласт аппаратурой «Приток-1М».

ПГР необходимо выполнить по части блока в 6 скважинах. Применение ПИТ планируется выполнить в двух из 6 скважин, т.к. радиус действия рассмотренной ниже аппаратуры увеличения притока составляет около 600 м.

Работы будут проводиться с помощью передвижной каротажной станции на базе шасси автомобиля КамАЗ, на которой установлен блок управления «МЕГА».

Обоснование выбора комплекса методов

Определение точных количественных параметров, таких как: дебит флюида, температура и давление возможно лишь при проведении необходимого комплекса ГИС.

Выбор комплекса ГИС зависит от поставленной задачи: определить дебит флюида, обводнённость, и контрольные параметры скважин (температура, давление). Таким образом, комплекс ГИС должен включать в себя следующие методы:

- 1) термометрии;
- 2) барометрии;
- 3) фонового гамма-каротажа;
- 4) механической расходомерии;
- 5) термокондуктивной расходомерии;
- 6) влагометрии;
- 7) резистивиметрии;
- 8) локатор муфт;
- 9) шумометрии.

Термометрия и барометрия проводятся для измерения контрольных параметров, таких как температура и давление соответственно, для каждой скважины существуют определенные значения данных величин, следовательно, при значительном отклонении от контрольного значения прогнозируется вероятность неоптимального режима работы скважины.

Фоновый гамма-каротаж проводится для увязки по глубине данных всех видов ГИС.

Механическая расходомерия проводится с целью определения общего дебита жидкости в стволе скважины.

Влагометрия и резистивиметрия проводятся с целью определения соотношения вода / нефть в скважине, это необходимо для дальнейших расчётов дебита скважины.

Локатор муфт служит для привязки выше рассмотренных методов.

Также для определения положения ВНК, заводнённых интервалов пласта и текущего нефтенасыщения перед проведением работ по повышению нефтеотдачи комплекс ГИС должен включать ИННК и С/О-каротаж.

Описание методов, входящих в геофизические исследования

Комплекс методов состав / приток

Термометрия

Термометрия действующих скважин (высокочувствительная термометрия) отличается от традиционной термометрии (геометрия, метод закачки жидкости с контрастной температурой) тем, что измерения проводятся в процессе работы скважины и исследуются тепловые аномалии, обусловленные термодинамическими эффектами при движении флюидов в пласте и стволе скважины. Исследования сводятся к спуску термометра в продуктивный интервал и регистрации распределения температуры вдоль ствола скважины с обязательным перекрытием зумпфа и приёма НКТ. Желательно, чтобы приём НКТ был поднят на 40–50 м выше кровли верхнего перфорированного пласта. В действующей скважине с квацистационарным тепловым полем обязательно регистрируется повторная термограмма и несколько термограмм в остановленной скважине. Масштаб записи температуры 0,05 °С/см.

Интерпретация термограмм заключается в выявлении и анализе температурных аномалий. Анализ начинают с зумпфа. При наличии участка ненарушенной геотермы (в действующей скважине обычно на расстоянии 10 м от подошвы нижнего работающего пласта) определяют градиент температуры. Корреляция градиентов температуры с разрезом свидетельствует об отсутствии движения жидкости в скважине и заколон-

ном пространстве по данным термометрии. Заключение по результатам исследований скважины выдаётся по данным всего комплекса (локация муфт, плотнометрия, ГК, механическая и термокондуктивная дебитометрия, влагометрия, резистивиметрия).

- Диагностика состояния насосно-подъёмного оборудования.
- Выявление обводнённых интервалов по эффекту охлаждения пласта закачиваемыми водами.
- Определение интервалов разгазирования и поступления газа.

Термометрия позволяет получить информацию о пластах, перекрытых НКТ и о работе пластов, недоступных исследованию в действующей скважине (по измерениям в остановленной скважине после извлечения из нее оборудования). После регистрации термограмм, не поднимая прибор из интервала исследований, проводится первичная оценка качества материала. В качестве критериев используются уровень случайных помех (не должен превышать $0,02\text{ }^{\circ}\text{C}$) и качество воспроизведения аномалий на основной и повторной диаграммах (расхождение диаграмм не должно быть более $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ по большинству точек, общий характер изменения температуры должен повторяться с высокой точностью). Может быть установлен масштаб записи термометрии в $0,02\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{см}$.

Измерение температуры в интервале продуктивных пластов проводится на спуске. Скорость движения термометра зависит от постоянной времени датчика. Поскольку постоянная времени, определённая в лабораторных условиях, не всегда совпадает с реальным значением в скважине, рекомендуется писать со скоростью не более $200\text{ м}/\text{час}$. Распределение температуры по стволу добывающей скважины определяется следующими факторами:

- изменение температуры флюида при фильтрации в пласте (баротермический эффект);
- естественное тепловое поле Земли;
- эффект калориметрического смешивания восходящего по колонне потока с поступающим из пластов флюидом;
- теплообмен между потоком жидкости в стволе скважины и окружающими породами.

Кроме них, на распределение температуры влияют расход и состав флюида, структура и направление потока. К настоящему времени определялись следующие задачи, которые могут решаться высокочувствительной термометрией:

- выделение интервалов притока (приёмистости), в том числе и слаборботающих перфорированных пластов;
- выявление заколонных перетоков из неперфорированных пластов;
- определение притоков в скважину из мест негерметичности обсадной колонны.

Барометрия

Барометрия основана на изучении поведения давления или градиента давления по стволу скважины или во времени.

Применяют для определения абсолютных значений забойного или пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты, определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления, оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси (совместно с другими методами «притока-состава»).

Ограничения применения обусловлены влиянием на показания манометров нестационарных процессов в скважине, температуры среды, структуры газожидкостного потока.

Измерения выполняют глубинными манометрами, которые подразделяют на измеряющие абсолютное давление и дифференциальные. Их подразделяют также на манометры с автономной регистрацией и дистанционные. Преобразователи давления могут быть пьезокристаллические (кварцевые, сапфировые), струнные и мембранные. Конструкция глубинных манометров должна обеспечивать измерение статической составляющей полного давления (за исключением интервалов интенсивного притока флюидов в ствол, где возможно влияние радиальных струй).

Гамма-каротаж

Принцип гамма-каротажа (ГК) основан на регистрации скважинными приборами естественной радиоактивности горных пород слагающих разрез скважины.

Естественной радиоактивностью называется самопроизвольный распад ядер некоторых химических элементов слагающих горные породы. Естественная радиоактивность складывается из способности горных пород испускать альфа-, бета- и гамма-излучение. Глубина проникновения альфа-излучения в горных породах составляет первые десятки микрон, бета-излучения – первые миллиметры, а гамма-излучения – от 30 до 40 см. Следовательно, с точки зрения изучения разрезов скважин только гамма-излучение представляет практический интерес.

Величина естественной радиоактивности горных пород определяется в основном содержанием в них трех основных химических элементов: урана, тория и изотопа калия-40.

Основная задача в добывающих и нагнетательных скважинах – корреляция разрезов скважин (привязка по глубине).

Влагометрия

Для выделения интервалов поступления воды в скважину, для определения состава флюидов в стволе скважины и установления мест негерметичности обсадной колонны широко применяются влагомеры. Материалы и теоретические расчёты показали, что верхний предел количественного определения влагосодержания ограничивается 50 %. При обводнении свыше 50 % аппаратура позволяет лишь качественно выделять водоотдающие интервалы. Существует две разновидности глубинных влагомеров, обладающих различными методическими возможностями: пакерные и беспакерные влагомеры. В беспакерном приборе через датчик проходит только часть жидкости, движущейся по колонне, поэтому беспакерные влагомеры работают на качественном уровне. В пакерном влагомере через датчик пропускается часть, движущейся по колонне жидкости, что значительно повышает эффективность прибора.

Основным недостатком всех влагомеров является зависимость их показаний от свойств нефти, воды и водонефтяных смесей, которые зависят от температуры, давления, газонасыщения и могут изменяться по площади и толщине даже одного нефтяного горизонта, что при качественной оценке компонентного состава смеси требует проведения больших тарировочных работ по построению градуировочных зависимостей с учётом всех мешающих факторов.

Резистивиметрия

Применение резистивиметров основано на измерении электрических свойств водонефтяной смеси в стволе скважины, позволяющих выделить гидрофильную (нефть в воде) и гидрофобную (вода в нефти) составляющие и устанавливать положение водонефтяного раздела в скважинах (ВНР).

Исследования индукционным резистивиметром позволяют определить удельную проводимость среды в колонне, положение нефтеводораздела (границу перехода гидрофильной среды в гидрофобную), границы зон гидрофильных водонефтяных смесей с различной концентрацией нефти в воде, границы изменения минерализации воды в колонне. Полученная информация обеспечивает выделение слабых притоков нефти в скважину при содержании воды в колонне более 50 % и определение мест поступления воды в колонну различной минерализации. Учитывая высокую чувствительность метода к небольшим притокам нефти, индукционный резистивиметр следует применять как метод для выявления слабых притоков нефти через «застойную» воду как индикатор типа эмульсии.

Ограничения связаны с одновременным влиянием на показания индукционного резистивиметра водосодержания, минерализации воды, гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяной смеси, температуры среды. Для гидрофобной смеси показания близки к нулевым значениям удельной электрической проводимости.

Расходометрия

Расходометрия является одним из основных методов изучения эксплуатационных характеристик пласта. При контроле разработки нефтяных месторождений приме-

няются две модификации метода – гидродинамическая и термокондуктивная расходомерия. Обе модификации метода входят в полный комплекс исследования действующих скважин.

Механическая расходомерия предусматривает определения скорости движения (расхода) жидкости или газа, поступающих в ствол скважины из пластов или закачиваемых в пласты.

Применяют как основной метод для:

- выделения интервалов притоков в добывающих и интервалов приёмистости в нагнетательных скважинах;
- оценки профилей притока и приёмистости в перфорированных интервалах;
- определения поинтервальных и суммарных дебитов;
- выявления внутрисклонных перетоков после остановки скважины.

Выполняют в обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах.

Ограничения заключаются в недостаточной чувствительности в области малых скоростей потока, зависимости пороговой чувствительности от условий проведения измерений, влиянии на результаты измерений механических примесей, снижение точности измерений при многофазном притоке и многокомпонентном заполнении ствола, ограничений по проходимости прибора в скважине из-за наличия пакера или сужений.

Каждый комплект расходомера должен быть снабжён градуировочной характеристикой, представляющей собой зависимость показаний прибора от объёмного расхода жидкости (м³/сут.). Градуировка расходомера производится на воде, на специальном гидродинамическом стенде. Одновременно определяется коэффициент пакерования прибора и его стабильность. Стабильность характеристик прибора и их соответствие градуировочному графику контролируется в промысловых условиях по результатам сопоставления суммарных дебитов (расходов) скважин, определенным по данным расходомера и в замерном устройстве на поверхности. Расхождение между ними не должно быть более 20 %. При этом дебит (расход скважины), измеренный на поверхности, должен быть приведен к забойным условиям и погрешность его определения не должна превышать 10 %. Если расхождения в суммарных дебитах превышают 20 %, необходима повторная градуировка расходомера на гидродинамическом стенде.

Программа работ для установления распределения суммарного дебита по пластам предусматривает точечные измерения и запись непрерывной кривой. В начале проводятся точечные измерения в перемычках между исследованными пластами, а также выше и ниже интервалов перфорации. Число точек в каждом интервале исследований должно быть не менее 5, расстояние между ними 0,2–2,0 м. Расхождения между измерениями в одной точке в перфорированном участке не должны превышать 5 %.

Для определения отдающих (принимающих) интервалов перфорированного пласта записывается непрерывная диаграмма в интервалах перфорации и в 10–20 м участках ствола, прилегающих к ним.

В скважинах, дающих чистую нефть или только воду, результаты измерения дебитом являются достаточными для установления места притока жидкости в скважину и характера насыщения соответствующих интервалов в случае, когда нет затрубной циркуляции, прорыва нагнетаемых вод и целостность колонны установлена.

В скважинах, дающих нефть с водой, исследования расходомерами не решают задачу по разделению на нефте- и водоотдающие интервалы, для этих целей должен применяться более расширенный комплекс геофизических методов. Эффективность использования расходомерии при исследовании скважин зависят от её технического состояния в интервале перфорации. Расходограммы, полученные в скважинах, где продуктивный интервал был вскрыт перфораторами ПК-103, легко интерпретируются в интервалах перфорации – по ним можно построить профили отдачи или приёмистости по всему отдающему или принимающему интервалу при условии целостности цементного камня за колонной.

Контроль за выработкой пласта предусматривает учёт объёма закачиваемой и добываемой жидкости из него, а также поинтервальное распределение отдачи и приёмистости по толщине перфорированного интервала на количественном уровне.

Термокондуктивная расходометрия основана на применении в качестве индикатора движения и состава флюида термоанемометра с прямым или косвенным подогревом. Применяют для выявления:

- интервалов притоков или приёмистости флюидов;
- установления негерметичности обсадных колонн в работающих скважинах и перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах;
- для оценки разделов фаз в стволе скважины.

Недостатки метода связаны с ненадежностью количественной оценки скорости потока флюида в скважине вследствие сильной зависимости показаний от состава флюидов, направления их движения (повышенная чувствительность к радиальной составляющей потока), температуры среды и мощности нагревателя, а также недостаточной чувствительности в области высоких скоростей потока.

К достоинствам термокондуктивных расходомеров следует отнести:

- высокую чувствительность в диапазоне низких (менее 1 м³/сут.) и средних дебитов, что позволяет выделить притоки жидкости, не фиксируемые гидродинамическими расходомерами.
- простота конструкции, что повышает его эксплуатационные качества.

Акустическая шумометрия

Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды.

Применяют для выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины, включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами; интервалов заколонных перетоков газа; выявления типа флюидов, поступающих из пласта.

Ограничения связаны с шумами, возникающими при движении самого прибора, существованием сложной зависимости чувствительности датчика от частоты, одновременным влиянием на частоту шумов скорости потока, диаметра канала, вязкости флюида.

Акустический шумомер является индикаторным прибором и не подлежит строгой калибровке. Его данные не пригодны для количественных определений.

Локаатор муфт

Метод электромагнитной локации муфт основан на регистрации изменения магнитной проводимости металла бурильных труб, обсадной колонны и насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их однородности.

Применяют для:

- становления положения замковых соединений прихваченных бурильных труб;
- определения положений муфтовых соединений обсадной колонны;
- точной привязки показаний других приборов к положению муфт;
- взаимной привязки показаний нескольких приборов;
- уточнения глубины спуска насосно-компрессорных труб;
- определения текущего забоя скважины;
- в благоприятных условиях – для определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (разрывы, трещины) обсадных колонн.

В локаторе муфтовых соединений обсадной колонны (ЛМ) для того, чтобы определить местонахождение муфты, используется принцип индукции. Локаатор состоит из двух постоянных магнитов, разделенных измерительной катушкой, навитой на стальной сердечник. Два магнита располагаются обращёнными друг к другу одноимёнными полюсами.

Это особое размещение магнитов (их полюсов) генерирует очень сильное магнитное поле. Так как ЛМ двигается в обсадной колонне, силовые линии магнитного потока остаются постоянными до тех пор, пока зонд не войдет в зоны, где резко изменяется толщина стенки трубы (муфта). Эта разность влияет на показания измерительной катушки, в которой индуцируется дополнительный ток. Ответный сигнал этого тока посылается на поверхность.

Этот эффект измерения магнитного поля применяют для обследования труб и локации местоположения муфтовых соединений.

Применяемая аппаратура и оборудование

Аппаратурный комплекс МЕГА-К предназначен для проведения термогидродинамических исследований в действующих скважинах в процессе контроля за разработкой нефтегазовых месторождений и служит для измерения, индикации, контроля и передачи на поверхность в виде кодоимпульсных сигналов следующих физических параметров:

- температуры;
- давления;
- магнитной неоднородности обсадной колонны;
- мощности экспозиционной дозы гамма-излучения;
- объемного влагосодержания скважинного флюида;
- удельной проводимости скважинного флюида;
- изменения скорости движения скважинной жидкости;
- изменения уровня акустического шума;
- объёмного расхода жидкости.

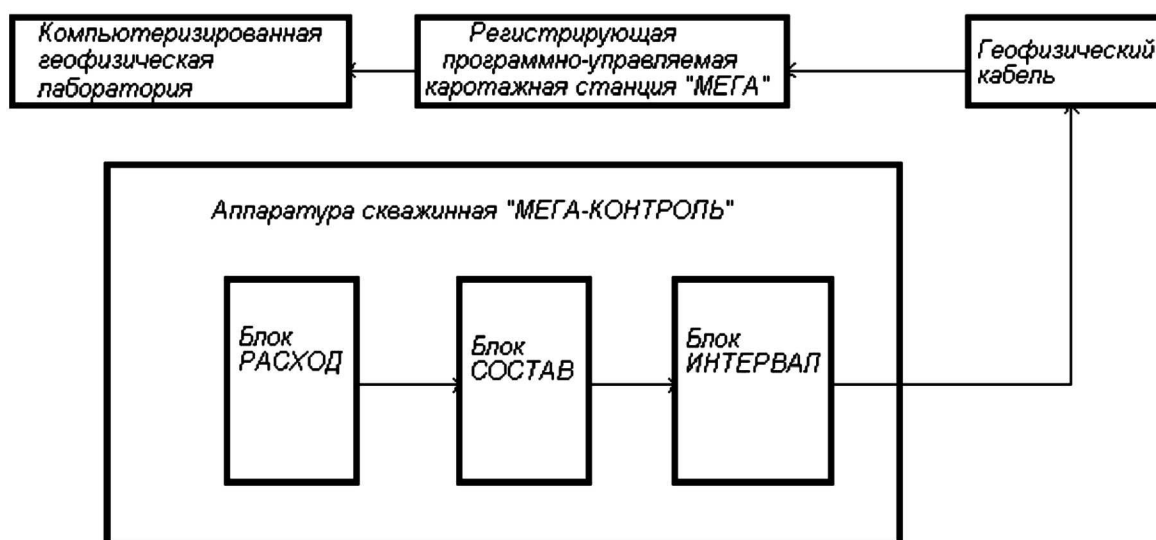
Комплекс МЕГА-К обеспечивает проведение исследований в скважинах при температуре окружающей среды до 100 °С и гидростатическом давлении до 60 МПа с компьютеризованной каротажной станцией «МЕГА» и одножильным грузонесущем геофизическим кабелем до 5000 м.

В конструкцию аппаратуры заложен блочный принцип построения узлов механики и электронных схем.

Аппаратура представляет собой три блока (РАСХОД; СОСТАВ; ИНТЕРВАЛ), допускающих их сборку в различном сочетании и любой последовательности, электрически соединенных центральной транзитной жилой кабеля, кроме блока РАСХОД который в любом варианте сборки является конечным.

Электрическая структурная схема аппаратуры скважинной "МЕГА - КОНТРОЛЬ"

В одном из вариантов сборки блоков аппаратуры "МЕГА-КОНТРОЛЬ"



Аппаратура в полном составе сборки блоков имеет объединённое питание, подаваемое по кабелю и объединённую информационную сеть, сформированную на той же жиле кабеля.

В каждом блоке сборки аппаратуры установлена плата телеметрической системы. При включении питания аппаратуры все блоки объединяются в единую телеметрическую сеть и автоматически переходят в режим поочерёдной передачи данных.

Модуль «ИНТЕРВАЛ» предназначен для привязки интервалов либо выполнения комплекса в нагнетательных скважинах (при подключении модуля механического расходомера) и включает в себя следующий набор датчиков:

- датчик термометра – чувствительный термометрический элемент (терморезистор). Действие основано на изменении сопротивления металлического проводника с изменением температуры;
- датчик давления – мостовой тензопреобразователь Д100-2;
- локатор муфт, состоящий из двух постоянных магнитов и катушки, расположенной между ними, собранный на каркасе из немагнитного материала. Информационным параметром при осевой магнитной неоднородности колонны труб выступает наведённая ЭДС самоиндукции в катушке датчика ЛМ;
- датчик уровня естественного гамма-излучения – сцинтилляционный кристаллический детектор NaJ(Tl) СДН17 размером 18х160 с фотоэлектронным множителем ФЭУ-102. Принцип работы электронной части прибора совместно с датчиком ГК основан на преобразовании квантов гамма-излучения в электрические импульсы с помощью сцинтилляционного детектора и далее преобразовании средней частоты этих импульсов в код.

Для проведения полного комплекса исследований по контролю за разработкой производят сборку модуля «ИНТЕРВАЛ» с модулем «СОСТАВ», включающего в себя:

- датчик влагомера представляет собой RC – генератор, в колебательный контур которого включен измерительный конденсатор проточного типа. Между обкладками конденсатора протекает водонефтяная, газоводяная или многокомпонентная смесь, изменяющая емкость датчика с последующим преобразованием изменения ёмкости в сигналы разной частоты;
- электромагнитный датчик резистивиметра представляет собой датчик проточно-погружного типа, состоящий из двух – возбуждающей и приёмной – тороидальных катушек. Объёмный виток индукционной связи образуется через жидкость, находящуюся вокруг датчика. В датчике используется трансформаторный метод измерения электропроводности жидкости;
- датчик термокондуктивного расходомера СТД – чувствительный термометрический элемент с нагревателем работает по принципу термоанемометра. В нём установлен термочувствительный элемент (терморезистор) и резистор нагревателя. Сопротивление терморезистора в однородной среде обратно пропорционально средней линейной скорости потока, что позволяет в благоприятных условиях оценивать скорость потока и строить профиль притока или поглощения флюида;
- датчик уровня акустических шумов – пьезокерамический элемент, выполненный в форме втулки, жёстко соединённый с корпусом блока. Пьезокерамический элемент работает в качестве приёмника упругих волн звукового диапазона.

Конструкция обоих модулей предусматривает подключение к себе одного из модуля «РАСХОД» (механический беспакерный расходомер), предназначен для измерения расхода жидкости – состоит из корпуса с крыльчаткой, нижней штанги с грузом, фонаря (центратора), преобразователя с мостом (или приборной головкой). В преобразователе установлена электронная часть блока.

Крыльчатка установлена в корпусе на керновых опорах, состоящих из корундового конического подпятника типа ПКК 2,5х0,15 и керна с радиусом сферы 0,05 мм. В верхней части корпуса установлены два магниточувствительных датчика, выводы которых соединены с платой, установленной в головке. В утолщённой части оси крыльчатки установлены два миниатюрных постоянных магнита. При вращении крыльчатки поля магнитов воздействуют на датчики, сигналы с которых поступают в электронной часть, установленную в преобразователе.

Принцип работы расходомера основан на определении скорости потока жидкости в эксплуатационных и нагнетательных скважинах. Измерение производится при спуске или подъёме в исследуемых интервалах, а также поточечно. Величина расхода флюида в данном сечении скважины (колонна диаметром 5 дюймов) определяется по зависимости частоты вращения аксиальной крыльчатки от расхода соосного с ней потока жидкости.

Комплекс методов определения текущего насыщения продуктивных пластов

Известно, что, несмотря на экономическую привлекательность, операции по возврату скважины на вышезалегающие пласты сопровождаются серьёзными финансовыми рисками, если нет достоверной оценки текущего насыщения объекта перевода до постановки бригады капитального ремонта.

Методами, позволяющими определить текущее насыщение неперфорированного пласта, являются нейтронные методы исследования скважин: импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) и углеродно-кислородный каротаж (С/О-каротаж). Применяя какой-либо из этих методов или их комбинацию, можно определить через обсадную колонну, каким флюидом насыщено поровое пространство исследуемого пласта.

Импульсный нейтрон-нейтрон каротаж

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж основан на многомерной регистрации нестационарных потоков тепловых нейтронов одновременно на двух зондах в скважинах любых категорий. За счёт применения импульсных генераторов нейтронов измеряется пространственно-временное распределение тепловых нейтронов в скважинах, в результате чего достигается повышенная достоверность и однозначность решения традиционных задач нефтепромысловой и нефтеразведочной геофизики.

В ИННК применяется измерительная скважинная установка, состоящая из импульсного скважинного генератора нейтронов и расположенного на некотором фиксированном расстоянии (длина зонда) от него детектора нейтронов.

Принцип действия аппаратуры основан на облучении горных пород импульсами быстрых нейтронов и анализе временного распределения плотности тепловых нейтронов в зависимости от характера насыщения и элементного состава горных пород.

Принцип работы скважинного генератора нейтронов следующий. Мишень, представляющая собой один из лёгких элементов (дейтерий, тритий, бериллий, литий и др.), бомбардируется потоком ускоренных заряженных реакций ${}^2\text{D} (d, n) {}^3\text{He}$ и ${}^3\text{T} (d, n) {}^4\text{He}$ бомбардировки потоком ионов дейтерия (дейтонов) или трития.

Основными конструктивными узлами генератора нейтронов являются ускорительная трубка и источник питания высокого напряжения. Ускорительная трубка представляет собой стеклянный баллон, заполненный дейтерием (изотопом водорода ${}^2\text{H}$).

Регистрируемыми характеристиками полей излучений в скважине являются скорости счёта импульсов в узких временных окнах (32 мкс) для двух детекторов тепловых нейтронов расположенных на разных расстояниях от импульсного источника нейтронов энергией 14 МэВ. Временная база регистрации 32–1984 мкс. Частота срабатывания излучателя нейтронов жёстко задана и составляет 20 Гц.

Управление работой прибора происходит путем подачи в 1-ю жилу кабеля положительных импульсов, формируемых ADSP 350h, при помощи одного плеча схемы «Манчестер» БУСП.

По запросу с компьютера (ADSP) станции производится запуск генератора нейтронов. Каждый импульс запуска начинает измерительный цикл, длящийся 200 мс. Цикл начинается с запуска трубки генератора нейтронов. Генератор испускает в течение 2 мкс быстрые нейтроны с энергией 14 МэВ. Взаимодействуя с окружающей средой нейтроны, замедляются до уровня тепловых энергий. Два детектора ближний (малый зонд) и дальний (большой зонд), зондовые расстояния соответственно $L_1 = 380$ мм и $L_2 = 670$ мм, регистрируют тепловые нейтроны. Двухзондовая конструкция прибора обеспечивает компенсацию скважинных условий. Измерительный цикл заканчивается передачей на ADSP станции зарегистрированных временных спектров (число импульсов за время 2048 мкс) для двух нейтронных детекторов.

Непосредственно измеряемыми параметрами являются величины обратные декременту временного затухания скорости счёта импульсов для двух зондов τ_1 и τ_2 в интегральном временном окне от заданной начальной задержки до конца временной базы регистрации (время жизни тепловых нейтронов) и скорости счёта импульсов в том же временном окне (только для ручной настройки).

В станции МЕГА реализовано одновременно два варианта измерения:

1. Автоматическое определение параметров τ_1 и τ_2 с временными задержками 256 и 512 мкс.

Шифр параметра	τ	Задержка, мкс.	Зонд
TP11	τ_1	256	малый зонд
TP21	τ_2	256	большой зонд
TP12	τ_1	512	малый зонд
TP22	τ_2	512	большой зонд

2. Определение параметров τ_1 (TP1) и τ_2 (TP2) и скоростей счёта INT1, INT2 в каналах малого и большого зондов с временными задержками, установленными оператором. Параметры SPC1 и SPC2 являются спектрами распределения импульсов во всём временном окне регистрации по малому и большому зонду.

Дифференциация пород, определение нефтенасыщенности и пористости осуществляется по основным нейтронным параметрам – среднему времени жизни и коэффициенту диффузии тепловых нейтронов. Как известно, нефть и пресная вода обладают близкими значениями времени жизни тепловых нейтронов (τ_n мкс, τ_e мкс), но с увеличением концентрации NaCl в пластовых водах до 50 г/л среднее время жизни нейтронов в воде уменьшается до 100 мкс, на этом различии нейтронных параметров основана методика определения нефтенасыщенности ИННК. По оценкам различных авторов оценка коэффициента нефтенасыщенности K_n пластов методом ИННК возможна при выполнении следующих условий:

- минерализация пластовой воды не менее 30–70 г/л NaCl; с уменьшением минерализации вод точность определения K_n уменьшается;
- отсутствие зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости и восстановление минерализации пластовой воды в этой зоне до первоначального или до известного значения.

Уровень минерализации пластовой воды по NaCl является определяющим фактором достоверной оценки насыщенности пластов. По данным различных источников определение K_n методами ИННК осуществляется при $K_n = 10 \div 15 \%$ (если $C_g = 200 \div 250$ г/л NaCl) и $K_n = 15 \div 20 \%$ (если $C_g = 100 \div 150$ г/л NaCl). В неглинистых высокопористых коллекторах оценка K_n возможна при минерализации $C_g = 30 \div 70$ г/л NaCl.

Для Западной Сибири характерны как раз низкоминерализованные пластовые воды, что ограничивает применение ИННК с целью разделения нефти и воды. Однако ИННК весьма отчётливо позволяет определить газонасыщенные интервалы пластов-коллекторов. Многие залежи нефти в Западной Сибири, в том числе на Приобском месторождении, имеют газовые шапки, кроме того, нефть имеет высокий газовый фактор. В процессе эксплуатации пластовое давление залежи снижается, и растворённый газ выделяется в свободную фазу, образуя тем самым техногенные газовые залежи. Так как при эксплуатации нефтяного пласта прорыв в скважину газа из вышерасположенных интервалов осложняет процесс добычи и крайне нежелательно, то применение ИННК весьма целесообразно при исследовании объектов с вероятностью наличия газонасыщенных прослоев.

Краткие технические характеристики прибора АИНК-43:

длина, мм	3200
диаметр, мм	43
максимальное раб давление, МПа	100
диапазон раб температур	+ 5 ...+ 120 °С
масса скважинного прибора, кг	15
длина секции излучателя нейтронов	1800 мм
длина секции блока регистрации	1725 мм

Углеродно-кислородный каротаж

Как известно, при облучении горных пород быстрыми нейтронами последние испытывают различные взаимодействия с ядрами вещества, передавая им часть своей энергии. В процессе замедления до энергии теплового движения атомов ($E \approx 1 \cdot 10^{-2}$ эВ), происходят упругие и неупругие рассеяния нейтронов на ядрах атомов, кроме того, тепловые нейтроны участвуют в процессах термализации, процессах диффузии и, наконец, поглощаются ядрами.

В результате первых соударений (1–2 акта) наиболее вероятным взаимодействием является неупругое рассеяние, при этом нейтроны замедляются до энергии ~ 1 МэВ, передавая большую часть энергии на возбуждение ядра-мишени. Вероятность неупругого рассеяния тем выше, чем выше энергия нейтронов. Возврат ядра-мишени из возбуждённого состояния происходит за 10^{-14} с и сопровождается вторичным гамма-излучением, которое называется гамма-излучением неупругого рассеяния (ГИНР). Спектр ГИНР является индивидуальной характеристикой ядра.

Дальнейшее замедление нейтронов происходит в процессе упругого рассеяния, при котором кинетическая энергия нейтрона до соударения переходит в кинетическую энергию нейтрона и ядра-отдачи после соударения, эти процессы продолжаются до достижения нейтроном тепловой энергии. Наибольшим сечением упругого рассеяния обладает водород, его присутствие в окружающей среде играет основную роль в процессе замедления. Упругое рассеяние не сопровождается гамма-излучением.

Замедлившись до тепловой энергии, нейтроны захватываются ядрами элементов горных пород. Последствием радиационного захвата теплового нейтрона почти всегда является немедленное (10^{-23} с) излучение гамма-квантов (ГИРЗ).

Спектр ГИРЗ также является индивидуальной характеристикой ядра. Реже захват тепловых нейтронов приводит к активации ядра – оно становится радиоактивным с некоторым периодом полураспада.

Энергия связи большинства порообразующих элементов составляет 7–8 МэВ, следовательно, при радиационном захвате тепловых нейтронов возникает жесткое гамма-излучение. При поглощении одного теплового нейтрона испускаются 3–4 гамма-кванта.

Процесс замедления быстрых нейтронов в результате упругих и неупругих взаимодействий длится порядка нескольких первых микросекунд, таким образом, через несколько микросекунд после облучения вещества быстрыми нейтронами (вспышка) возникает излучение радиационного захвата. Время жизни тепловых нейтронов в типичных разрезах нефтегазовых скважин колеблется от 100 до 500 мкс, следовательно, во время вспышки тепловые нейтроны от предыдущих вспышек, а также те нейтроны, энергия которых приблизилась к энергии теплового движения во время вспышки, продолжают генерировать гамма-излучение захвата. При регистрации спектров ГИНР гамма-излучение радиационного захвата является фоновым. Фонovou составляющую спектров измеряют при выключенном генераторе нейтронов («фоновая пауза»). Таким образом, для получения «чистых» спектров ГИНР необходимо регистрировать спектр ГИРЗ и вычитать его из измеренных спектров ГИНР.

Ввиду сложности спектров ГИНР и ГИРЗ ограничимся рассмотрением тех элементов горных пород и насыщающих их флюидов, присутствие которых имеет основное значение для решения поставленной задачи, в первую очередь, элементы С, О – для определения присутствия углеводородов, и Са, Si – как основные элементы, характеризующие состав горных пород (известняк, песчаник). Для основных порообразующих элементов ниже приведены энергии порога неупругого рассеяния $E_{пор}$, а также наиболее характерные энергетические линии ГИНР и ГИРЗ.

Элемент	Среднее содержание в горных породах, %	$E_{пор}$, МэВ	Энергия ГИНР, МэВ	Энергия ГИРЗ, МэВ
^{12}C	0,02298	4,80	4,43	4,95; 3,68 1,26
^{16}O	46,89	6,44	6,13 7,12	2,18; 1,09 3,27
^{40}Ca	2,87	4,55	3,73 3,90	1,94; 6,42 4,42
^{28}Si	28,54	1,90	1,78 2,84	3,54; 4,93 1,27
^{56}Fe	4,26	0,86	1,24 2,61	7,63; 7,65 5,90
^1H	0,99985	–	–	2,23

Данные, приведённые в таблице, позволяют сделать следующие выводы:

- характерные энергетические линии ГИНР и ГИРЗ основных породообразующих элементов лежат в пределах 1–8 МэВ – это позволяет ограничить диапазон регистрируемых энергий шкалой до 10 МэВ;
- пороговая энергия ГИНР для углерода и кислорода составляет 4,8 и 6,44 МэВ, следовательно, для возбуждения реакции неупругого рассеяния необходимо применение излучателя нейтронов с энергией более 6,44 МэВ.

Основой выбора методики углеродно-кислородного каротажа служит различие содержания углерода и кислорода в нефти и воде. Содержание «С» в различных нефтях колеблется от 82 до 87 %, «О» от 0,02 до 1,65 %. Содержание «О» в воде по массе составляет 85,82 %, при определении нейтронно-активационным анализом проб пластовых вод присутствия углерода обнаружено не было.

Таким образом, основа метода углеродно-кислородного каротажа состоит в том, что энергия ГИНР и ГИРЗ характерна для каждого элемента, содержащегося в скважине. В результате неупругих рассеяний на ядрах углерода (С) образуется ГИНР с энергией 4,8 МэВ, на ядрах кислорода – 6,44 МэВ. Вместе с тем, количество гамма-квантов, зарегистрированных детектором в определённых энергетических областях, пропорционально концентрации элементов, испускающих данные гамма-кванты. Следовательно, измерение скоростей счёта в различных, характерных для каждого элемента энергетических областях, даёт возможность определения относительного содержания элементов в горных породах.

Измерительный зонд содержит излучатель быстрых (14 МэВ) нейтронов и 1–2 детектора гамма-излучения. Длина зонда 0,4–0,6 м, точка записи – середина зонда. Калибровки проводят на трёх стандартных образцах, воспроизводящих значения насыщенности пласта. Одним из стандартных образцов является ёмкость с пресной водой не менее 1,5 м в диаметре и 2 м по высоте (для исключения влияния среды за стенами ёмкости). Рекомендуемая скорость каротажа – 40–50 м/ч.

В прибор С/О-каротажа (АИМС-ОАО НПЦ «Тверьгеофизика») генератор нейтронов производит короткий (длительностью 5–8 мкс) выброс нейтронов каждые 50 мкс. Гамма-лучи, возникающие в породе в результате неупругого рассеивания и захвата нейтронов, регистрируются (с измерением их энергии) системой кристаллический детектор – многоканальный анализатор. Система ведёт запись времени прихода гамма-квантов (256 временных каналов) и спектральной энергии гамма-квантов неупругого рассеивания (256 каналов) и захвата (ещё 256 каналов).

Отношение С/О зависит от пористости, литологии, характера насыщения пластов, заполнения скважины, но практически не зависит от минерализации пластовых флюидов, что является достоинством метода. Для учёта влияния вещественного состава пород по спектрам ГИНР и ГИРЗ рассчитываются отношения кальция и кремния ($R_{Ca/Si}$). Интерпретационным параметром метода является разность отношений углерода-кислорода ($R_{C/O}$) и кальция-кремния ($R_{Ca/Si}$). Кажущееся объёмное содержание нефти в породе ($k_{н,к}$) определяется с помощью зависимостей вида:

$$k_{н,к} = a \cdot (R_{C/O} - b \cdot R_{Ca/Si}) + c, \quad (1)$$

где a, b, c – константы.

По спектрам неупругого рассеивания вычисляется содержание в породе Ca, Si, С и О (или отношение С/О), а по спектрам захвата – содержание Ca, Cl (отношение Ca/Si определяется также и по «неупругим» спектрам). Коэффициент пористости рассчитывают по соотношению спектров захвата и упругого рассеивания. Спектр данных времени прихода гамма-квантов используют для независимого расчёта $\sum a$ и пористости. Отношение С/О используют для расчёта нефтеводонасыщения за обсадной колонной.

При контроле за разработкой нефтегазовых месторождений применение данного метода позволяет решать следующие геолого-промысловые задачи: отслеживание продвижения водонефтяного (ВНК) и газожидкостного (ГЖК) контактов и закачиваемых вод в неперфорированных пластах, оценка степени заводнения перфорированных

пластов независимо от минерализации пластовых вод. При контроле испытаний в колонне – локализация притока и установление характера насыщения приточных прослоев в перфорированном пласте. Кроме этого, подтверждена перспективность изучения разрезов скважин старого фонда методом С/О с целью выявления и оценки пропущенных залежей. Также метод применяется для сопровождения процесса интенсификации нефтеотдачи коллекторов.

Методика проведения полевых работ

Работа со станцией на скважине включает следующие этапы:

- 1) монтаж вращающегося ролика на устье скважины;
- 2) установка передвижной каротажной станции (ПКС) параллельно ролику на расстоянии не менее 25 м от устья скважины;
- 3) заземление ПКС и установка «башмаков» под колёса;
- 4) подсоединение каротажного модуля к головке кабеля;
- 5) подключение ПКС к источнику переменного тока с напряжением 220–240 В либо (при отсутствии источника питания) к автономному генератору переменного тока с дизельным двигателем;
- 6) запуск регистрирующей аппаратуры (каротажная стойка, блок контроля каротажа) и компьютера;
- 7) регистрация.

После запуска регистрирующей аппаратуры и компьютера открываем программу «Регистратор», находящуюся в меню пуск во вкладке программы (либо на рабочем столе).

В появившемся окне выбрать подтверждение или отказ от работы с выбранным планшетом в зависимости от типа используемого прибора.

Далее после подтверждения / отказа автоматически осуществляется переход к панели выбора параметров работы конкретного прибора.

Выбор и загрузка планшета, необходимого для работы используемого прибора (нажатие кн. «Загрузка планшета»). В соответствующей директории выбирается планшет, название которого соответствует типу используемого прибора, и нажимается кнопка «Открыть».

Осуществляется загрузка драйвера (нажатие кнопки «Загрузка драйвера»), после чего включается питание прибора (нажатие кнопки «Включить питание прибора»). В появившемся окне, установив напряжение и силу тока для конкретного модуля, нажать кнопку «Включить питание» и «Сохранить параметры», затем закрыть окно питания.

Переход к режиму тестирования (нажатие кнопки «Тест прибора»). В появившемся окне возможно установить и проверить следующие параметры: глубину, скорость, набег, а также правильность работы каналов АЦП по информации, поступающей на них.

Переход непосредственно к регистрации и записи данных (нажатие кнопки «Начать регистрацию»). В появившемся окне производится выбор направления движения прибора, его скорости, задание глубины и др., а также отображаются кривые, записанные по данным скважинного прибора.

По окончании нужно выполнить команду «Регистрация» → «Конец записи». Каждая кривая будет сохранена в выбранной директории.

Обработка и интерпретация полученных данных

Комплекс методов состав / приток

Комплекс состав / приток решает следующие задачи:

- выделение работающих толщин пласта, в том числе интервалов притоков и поглощений;
- определение профиля притока в эксплуатационных скважинах и профиля приёмистости в нагнетательных, оценку интервальных расходов;
- определение состава притоков из отдающих интервалов;
- количественную оценку интервальных дебитов по фазам и компонентам продукции (газ, жидкость, нефть, вода);
- определение гидродинамических параметров пластов – пластовых давлений и температуры.

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж применяется для определения:

- ГВК, ВНК;
- характера насыщения пластов;
- коэффициента текущей нефтенасыщенности пластов;
- пористости пластов.

Углеродно-кислородный каротаж

Решаемые задачи:

- оценка текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- определения интервалов обводнения продуктивных коллекторов независимо от минерализации пластовых вод;
- литологическое расчленение разреза;
- сопровождение процесса интенсификации нефтеотдачи коллекторов.

Метод плазменно-импульсного воздействия на пласт

Теоретические основы метода

Ток высокого напряжения – 3000–5000 В от батареи накопительных конденсаторов подаётся на электроды, которые замыкаются калиброванным проводником, что приводит к его взрыву и образованию плазмы в замкнутом пространстве.

Во время взрыва происходит освобождение энергии, переходящей в состояние сильно нагретого газа с очень высоким давлением, который, в свою очередь, с большой силой воздействует на окружающую среду, вызывая её движение.

При электрическом разряде в жидкости через калиброванный металлический проводник образуется плазменный канал. Сам проводник превращается в газ (пар), в котором происходит повышение давления, плотности и температуры среды, т.е. образуется взрывная волна.

Резкий скачкообразный переход вещества из исходного состояния в состояние с очень высоким давлением и температурой представляет собой ударную волну, которая распространяется со сверхзвуковой скоростью.

Передний фронт ударной волны, имеющий избыточное давление, передаёт состояние движения от одного слоя к другому. В результате область, охваченная воздействием, быстро расширяется.

При взрыве в жидкой среде максимальное давление достигается в момент сжатия среды в ударной волне.

При распространении взрывной волны в твердых упругих средах ударный фронт сравнительно быстро исчезает, и взрывная волна превращается в ряд последовательных колебаний, распространяющихся со скоростью упругих волн.

Источник колебаний по техническим параметрам полностью соответствует характеристикам, присущим нелинейным системам – энергоёмкий, выделяет значительное количество энергии с высокой температурой (25000–28000 °С) за короткий промежуток времени (50–53 мкс), формирует ударную волну с избыточным давлением, многократно превышающим пластовое.

За счёт технологических ограничений ударная волна распространяется направленно через перфорационные отверстия по профилю каналов.

Создаются вынужденные периодические колебания в окружающей среде (продуктивная залежь) со значительной амплитудой.

Плазменно-импульсное воздействие инициируется в естественных (реальных) геологических условиях без добавок химических реагентов при любой обводнённости скважины, и способствует возникновению параметрического резонанса в целом в системе, при этом возмущенная среда не оказывает на источник колебаний никакого обратного воздействия.

Таким образом, генератор ПИВ является идеальным широкополосным (1–12000 Гц) нелинейным возбудителем.

Вызываемые в продуктивном пласте резонансные колебания позволяют очистить существующие и сформировать новые фильтрационные каналы на удалении более 1500 м от очага воздействия.

Кроме масштабного воздействия создание плазмы позволяет решать и локальные задачи по очистке призабойной зоны скважин. Мгновенное расширение плазмы создает ударную волну и последующее охлаждение, а сжатие плазмы вызывает обратный приток в скважину через перфорационные отверстия, что на начальном этапе обработки скважины способствует выносу кольтматирующих веществ в ствол скважины.

Основные преимущества плазменно-импульсного воздействия на пласт над другими методами увеличения нефтеотдачи

Наиболее распространённые методы воздействия на продуктивные пласты с целью интенсификации режима работы нефтегазовых скважин и месторождений и повышения извлекаемых запасов углеводородов приведены ниже.

Метод	Реагент или способ воздействия
Закачка реагентов	Вода, газ, лёгкие фракции нефти
Тепловые	Горячая вода, пар, внутрипластовое горение, горючеокислительные смеси
Физико-химические	ПАВ, соляная кислота, щелочные растворы и другие химические реагенты
Волновые	Электромагнитные, вибрационные, сейсмоакустические, импульсные
Механические	Гидроразрыв пласта, разбуривание горизонтальными и горизонтально разветвлёнными скважинами
Микробиологические	Активация пластовой микрофлоры

Перечисленные методы воздействия на пласты дают определённый положительный эффект, хотя их эффективность в различных геолого-технических условиях различна и каждому из них присущи определённые ограничения и недостатки. Так, закачка больших объёмов воды приводит к выпадению неорганических солей, парафинов в самих пластах и прискважинной зоне. Применение кислотной обработки, использование поверхностно-активных веществ (ПАВ), особенно органических добавок или углеводородов или их продуктов, экологически небезопасно и приводит к разрушению нефтепромыслового оборудования. Применение тепловых методов и особенно внутрипластового горения сопровождается усиленным разрушением продуктивных коллекторов и выносом песка, ростом агрессивности добываемой продукции за счёт продуктов горения, образованием в пласте стойких водонефтяных эмульсий и т.п. Технология ГРП требует значительных затрат времени и средств, сложного компрессорного оборудования и при воздействии в зонах вблизи водонефтяного контакта (ВНК), в частично промытых зонах нередко в результате гидроразрыва пласта вместо нефти получают воду.

Особенностью предлагаемой технологии скважинного упругого воздействия является воздействие не только на призабойную зону, но и на пласт в целом, благодаря глубокому проникновению сейсмоакустической волны в пласт.

При этом в пласте происходят следующие процессы:

- разогрев прискважинной зоны;
- ускорение (до 1000 раз) гравитационной агрегации нефти и газа;
- увеличение относительных фазовых проницаемостей для нефти в большей степени, чем для воды;
- увеличение (в десятки раз) скорости и полноты капиллярного вытеснения нефти водой;
- возникновение сейсмоакустической эмиссии в породах коллектора, сопровождающейся образованием микротрещин;
- изменение напряжённого состояния горных пород коллектора и связанное с этим изменение структуры порового пространства.

Обработка скважин методом плазменно-импульсного электрогидравлического занимает всего 8–10 часов. Данная технология позволяет не только повысить в несколько раз или восстановить дебит добычных эксплуатационных скважин, но и за счёт снижения поверхностного натяжения на границе фаз «нефть – вода» снизить водосодержание в продукции скважины, увеличить нефтеотдачу пласта.

Методика проведения работ

Обработка эксплуатационных скважин производится аппаратурой «Приток-1», спускаемой в скважину на стандартном трёхжильном кабеле с помощью геофизиче-

ской лебедки каротажного подъёмника. По геофизическому кабелю осуществляется питание скважинной аппаратуры электрическим током, заряжающего накопительные конденсаторы, управление работой глубинного блока (заряд-разряд) и контроль режима работы аппаратуры и параметров импульсного воздействия. Время обработки и количество импульсов воздействия на пласт определяется мощностью и параметрами продуктивного интервала.

Ожидаемые результаты

Главным источником энергии пласта является энергия потока движущегося скважинного флюида усиленная вибрационными колебаниями, ускоряющие процесс капиллярной пропитки и способствующим образованию пузырьков газа, увеличивающих подвижность флюида.

Плазменно-импульсное воздействие (ПИВ) способствует образованию микротрещин и изменению пористости и проницаемости горных пород. Согласно уравнению притока для вертикальной скважины можно представить:

$$Q_n = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{пр} \cdot H_{эф}}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_n}{z_{скв}}\right)} \cdot (P_{пл} - P_{заб}), \quad (2)$$

где $k_{пр}$ – коэффициент проницаемости пласта; μ – вязкость нефти; R_n – радиус питания скважины, равный половине расстояния между скважинами; $z_{скв}$ – радиус скважины; $H_{эф}$ – толщина нефтенасыщенного пласта; $P_{пл}$ и $P_{заб}$ – пластовое и забойное давления соответственно.

Из формулы (2) видно, что плазменно-импульсная технология (ПИТ), воздействуя на призабойную зону пласта, очищает её от кольматантов, улучшает связь скважины с пластом.

Воздействие несколько повышает пористость и проницаемость коллектора за счёт этого увеличивается эффективная мощность пласта $H_{эф}$, а резонансное возбуждение пласта, проникающее на глубину 200–1500 м, способствует продвижению пластового флюида к скважине за счёт увеличивающейся проницаемости пласта $k_{пр}$ и уменьшения вязкости флюида μ , его подвижности.

Это дало возможность рекомендовать ПИТ для решения задач ускоренного освоения и ввода вновь пробуренных скважин в эксплуатацию, повышения дебита эксплуатационных, добычных и увеличению приёмистости нагнетательных скважин, а также при разработке месторождений тяжёлых и высоковязких нефтей, месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов.

Обработка скважин нефтяных месторождений проводилась аппаратурой «Приток-1» в различных районах России (Западная и Восточная Сибирь, Урало-Поволжье) и за рубежом (Казахстан, КНР), представленных терригенными и карбонатными коллекторами.

Опыт применения аппаратуры «Приток-1М» показывает, что даже в скважинах месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов с коллекторами с пористостью 7–8 % и проницаемостью 0,02–0,1 мкм² можно получить многомесячный эффект повышения дебита скважин и снижения содержания воды в добываемом флюиде.

Методика оценки эффективности обработки скважин

Методика оценки эффективности обработки скважин заключается в оценке параметров режима работы скважины до и после воздействия.

Для этого необходимо в работающей скважине перед проведением обработки уровнем замерить динамический уровень жидкости и по пробам, отобранных на поверхности, определить процентное соотношение «нефть – вода», необходимо знать также дебит скважины и пластовое давление.

Истинное значение динамического уровня рассчитывается с учётом данных инклинометрии.

Если по данным инклинометрии известен отход скважины от вертикали, то истинный динамический уровень:

$$H_{дин(ист)} = \sqrt{H_{дин(ств)}^2 - C^2}, \quad (3)$$

где C – отход скважины от вертикали в точке замера динамического уровня.

Давление на забое $P_{заб}$ определяется:

$$P_{заб} = \rho \cdot g \cdot h, \quad (4)$$

где ρ – средняя плотность жидкости по стволу скважины, г/см³; g – ускорение силы тяжести, м/с²; h – высота столба жидкости, м.

$$h = H_{заб(ист)} - H_{дин(ист)}. \quad (5)$$

Разность между пластовым давлением $P_{пл}$ и давлением на забое при работе глубинного насоса даёт величину депрессии на пласт:

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}. \quad (6)$$

Имея эти данные и дебит скважины можно определить коэффициент продуктивности скважины:

$$K_{прод} = \frac{Q}{\Delta P}. \quad (7)$$

Если не представляется возможным замерить пластовое давление, $P_{пл}$ можно определить по карте изобарическим методом интерполяции или рассчитать из приведенного к вертикали значения статического уровня $H_{см}$ и приняв среднюю по стволу плотность жидкости.

Эффективность обработки нагнетательной скважины оцениваются как отношение приёмистости к разности давления на устье:

$$K_{нагн} = \frac{\Delta Q}{\Delta P}. \quad (8)$$

Таким образом, экологически чистая технология скважинного упругого резонансного воздействия на продуктивные пласты обеспечивает в различных геолого-технических условиях:

- повышение дебита эксплуатационных нефтегазовых и приёмистости нагнетательных скважин в 2–8 раз;
- улучшение соотношения «нефть – вода» добываемого флюида;
- увеличение извлекаемых запасов нефти и газа на 10–15 %;
- минимальные затраты материальных средств;
- эффективна также при обработке скважин при обводнённости продукции более 75 %.

Анализ возможного применения электрического каротажа через обсадную колонну перед проведением работ по повышению нефтеотдачи

Большинство месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки и оценка текущей нефтенасыщенности является важнейшей задачей с позиций выявления пропущенных залежей, оценки текущего состояния выработки коллекторов, положений контуров нефтеносности и уточнения положений не вырабатываемых участков залежи.

В настоящее время для получения информации о характере текущего насыщения коллекторов при исследовании через колонну применяются следующие технологии:

1. При проведении исследований в неперфорированных пластах:

- проведение временных измерений электромагнитными методами (ИК, ВИ-КИЗ, ДК) в скважинах со спущенными стеклопластиковыми хвостовиками (в Западной Сибири данная технология не получила широкого распространения);

- проведение временных измерений импульсными нейтронными методами (из-за низкой минерализации пластовых вод в Западно-Сибирском регионе данная технология недостаточно информативна для мониторинга нефтяных залежей);
 - проведение С/О-каротажа (технология широко применяется на месторождениях Западной Сибири, но имеет ограничения в низкопористых коллекторах и интервалах перфорации);
 - проведение электрокаротажа приборами ЭКОС (ООО НППГТ «Геофизика»), CHFR (Schlumberger), TCRT (Baker Hughes);
 - проведение волнового акустического каротажа.
2. При проведении исследований в перфорированных пластах:
- проведение измерений радиоактивного гамма-каротажа с закачкой в пласт короткоживущего радионуклида натрия-24;
 - проведение измерений ИННК с закачкой в пласт солевых нейтронопоглощающих растворов;
 - проведение электрокаротажа.

Российскими учёными разработан и запатентован аппаратно-программный комплекс нанозлектрических исследований обсаженных металлической колонной скважин – метод НЭК, который позволяет измерять электрическое сопротивление горных пород через металлическую обсадную колонну труб. В процессе проведения исследования прибор НЭК создаёт в обсадной колонне ток, распространяющийся вниз и вверх по колонне, возвращаясь к поверхностному электроду. Основная составляющая тока протекает по колонне, в то время как небольшая часть отходит в породу – именно эту компоненту измеряет прибор. Типичное сопротивление пород примерно в миллиард (10^9) раз больше, чем сопротивление обсадной колонны, измеряемая разность потенциалов находится в диапазоне нановольт (10^{-9}). Радиус исследования методом НЭК составляет порядка 2 м.

Теоретические основы метода нанозлектрического каротажа

В способе электрического каротажа обсаженных скважин, включающем измерение потенциала электрического поля и его второй разности при помощи многоэлектродного зонда второй разности, выполненного в виде измерительных и токовых электродов, используют зонд второй разности, конструктивно выполненный в виде трёх эквидистантных измерительных электродов и двух токовых (верхнего и нижнего) электродов, которые расположены за пределами измерительных электродов симметрично относительно среднего измерительного электрода. В каждый из двух токовых электродов поочерёдно подают электрический ток от одного и того же полюса источника, и при каждой из подач тока измеряют потенциал электрического поля колонны в точке контакта среднего измерительного электрода, первую разность потенциалов на участке колонны между контактами двух крайних измерительных электродов и вторую разность потенциалов на том же участке колонны между контактами всех трёх измерительных электродов, а в качестве параметра электрического каротажа обсаженных скважин используют удельное электрическое сопротивление окружающих колонну пластов горных пород.

Предлагаемый способ электрического каротажа обсаженных скважин, на результаты измерений которого неоднородности ствола обсаженной скважины практически не влияют, за счёт того, что электрическое поле вдоль колонны задают таким, чтобы кривая распределения потенциала вдоль этой колонны имела экстремум в области измерительных электродов. Достижение экстремума потенциала в месте нахождения измерительных электродов осуществляется при помощи двух источников A_1 и A_2 , расположенных с обеих сторон на одинаковом расстоянии от среднего электрода N (точка измерения), и подбора в них токов таких величин, чтобы разность потенциалов между двумя симметричными относительно N электродами M_1 и M_2 равнялась нулю. Достижение экстремума в точке измерения $z = z_N$ означает исключение осевой составляющей тока $I_z(z_N)$, которая в обсаженной скважине, при возбуждении исследуемой среды одним однополюсным источником, многократно больше (в миллионы раз) радиальной составляющей $r(z_N)$.

Внедрение предлагаемого способа в практику геофизических исследований скважины даст значительный экономический эффект, так как позволит контролировать в эксплуатируемых нефтяных скважинах уровень водонефтяного контакта там, где это невозможно по той или иной причине методами радиоактивного каротажа, например при низкой пористости пластов-коллекторов или если вода, подпирающая нефтяной пласт, опреснена.

Основные преимущества

Ранее основным геофизическим методом определения насыщенности был электрический каротаж, различающий нефтеносные и водоносные пласты по их электрическому сопротивлению. Однако этот метод нельзя применить для измерений в большинстве скважин на действующих месторождениях, поскольку эксплуатация месторождений включает в себя обсадку стенок скважин высокопроводящими стальными трубами, обеспечивающими долговременное использование скважин. Выявление и оценка характера насыщения пород за металлической обсадной колонной выполнялись только с применением ядерно-физических методов каротажа (например, углеродно-кислородный каротаж). Общими недостатками этих методов являются:

- малая зона исследований пластов – 15–30 см от стенки скважины;
- невозможность исследования перфорированных интервалов;
- сложность интерпретации – необходимость множественных поправок, учёта пористости пород, глинистости, карбонатности, качества цемента и т.д.

Возможные области применения технологии измерения удельного электрического сопротивления пород через обсадную колонну:

1. Проведение исследований в новых скважинах:

- в случаях наличия осложнений в процессе строительства скважин, когда полноценно каротаж в открытом стволе скважины выполнить не удалось;
- при бурении горизонтальных скважин часто возникают осложнения и для снижения аварийной опасности возможно определение текущей насыщенности после спуска обсадной колонны;
- в случаях выполнения бурения в сложных геолого-промысловых условиях, с целью исключения рисков потери ствола скважины, каротаж в открытом стволе скважины не проводился.

2. Проведение исследований в старом фонде скважин:

- обнаружение и оценка неизвлечённых углеводородов;
- интервалы пластов на момент бурения скважины не представляли интереса для недропользователя;
- при мониторинге изменений насыщенности;
- оценка изменения контактов (ГНК, ГВК, ВНК);
- оценка восстановившихся залежей углеводородов.

По имеющемуся производственному опыту и литературным данным ниже приведены области применения ЭКОС в сравнении с другими методами изучения нефтенасыщенности в обсаженных скважинах, а также представлены сравнительные характеристики методов, позволяющих решать поставленные задачи.

Применение метода НЭК позволяет надёжно определять текущее нефтенасыщение в процессе эксплуатации, что особенно важно для мониторинга добычи нефти и газа на длительно разрабатываемых месторождениях и выявления невыработанных участков пластов. Включение в разработку этих невыработанных запасов повышает полноту извлечения нефти из недр, конечную нефтеотдачу пластов и даёт дополнительную добычу.

Практическая ценность созданной новой технологии заключается в том, что для увеличения добычи нефти и газа на старых нефтегазоносных месторождениях можно не проводить дополнительные дорогостоящие поисково-разведочные работы. Достаточно провести исследования новой технологией и, в лучшем случае, подремонтировать или оживить давно пробуренную законсервированную скважину.

	Наличие пористый коллектор	Средняя пористость и низкая минерализация	Средняя пористость и минерализация	Высокая пористость и высокие минерализация	Наличие перфораций	Перфорированные зоны в коллекторах	Объемы воды на колонии	Отсутствие цементного камня на колонии	Необходимость предварительной очистки и устранения стенок колонии	Глубина исследования
НЭК	красный	красный	красный	красный	красный	красный	красный	красный	красный	около 1.4 м
СНФР	красный	красный	красный	красный	красный	зеленый	красный	зеленый	красный	2 – 11 м
СО-каротаж	зеленый	красный	красный	красный	зеленый	красный	зеленый	красный	красный	около 0.15 м

	рекомендуется к использованию
	не рекомендуется к использованию

	НЭК-1	ИНК-С (С/О)	ИНК_T
Регистрируется	Разность потенциалов	Спектр ГИНР, ГИРЗ	Интенсивность счета и время жизни тепловых нейтронов
Расчитывается	Удельное сопротивление пород	Отношение c_{O} , c_{H} /51	Водородоудержание, хлороодоудержание
Радиус исследования, м.	2	0.20 – 0.30	0.30 – 0.40
Использование опорных пластов	Нет	Да	Да
Необходимая минерализация пластовых вод	от 10 г/л (средняя)	до 30 г/л (пресная или слабая)	30 – 70 г/л (пористость > 20 %) 100 – 150 г/л (пористость 15 – 20 %) 200 – 250 г/л (пористость 10 – 15 %)
Скважинная жидкость	Несущественно	Пресная вода	?
Наличие зоны проинфильтрации	Несущественно	Необходимо отсутствие	Необходимо отсутствие
Перфорированные интервалы	Несущественно	Необходимо отсутствие	Необходимо отсутствие
Длина, м	5.2	3.6	
Диаметр, мм	89	90	
Температура, °C	125	120	
Давление, атм	1200	1000	
Время на обработку и принятие решения, часов	3 – 4	12 – 18	

Методика проведения работ

1. На устье рабочей скважины – установка электрода N_{y0} .
2. На устье соседней скважины – установка токового электрода B , либо металлических штырей в землю.
3. Прибор спускается на необходимую глубину.

4. Электроды прижимаются механически к колонне.
5. Проводится измерение на точке:
 - подача тока через электрод A_1 – накопление статистики в измерении разности потенциалов $M_1 - N$, $M_2 - N$;
 - подача тока через электрод A_2 – аналогичное накопление статистики;
 - измерение разности потенциалов $N - N_{уд}$;
 - расчёт удельного сопротивления пород;
 - запись значения в las-формате;
 - прибор поднимается на следующую точку выше.

Результаты применения НЭК

В скважине ХХ26 после обводнения основного продуктивного пласта с целью перевода на другой объект были проведены исследования методами С/О-каротажа и НЭК-1. По заключению С/О-каротажа верхний интервал пласта имеет двухфазную насыщенность (нефть + вода и вода + нефть). По НЭК-1 в кровельной части пласта зарегистрированы высокие значения УЭС, намного превышающие критические значения для данной залежи. Как следствие, по измерениям НЭК-1 кровельная часть содержит безводную нефть. По заключениям комплекса методов С/О – НЭК было принято решение провести перфорацию в интервале 2438,4–2441,0 м и выполнить промысловые исследования. По данным ПГИ, проведённым после перфорации, получен безводный приток нефти, что подтвердило достоверность информации НЭК.

Проведено сравнение профилей удельного сопротивления полученных в открытом стволе и прибором НЭК-1 через четыре месяца после обсадки скважины 178 мм стальной колонной.

Литература:

1. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
3. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
4. Дворкин В.И., Орлинский Б.М. Обработка результатов ГИС, анализ выработки запасов нефти и разработка рекомендаций по совершенствованию разработки Мамонтовского и Приобского месторождений. – Уфа : ОАО НПФ «Геофизика», 2003.
5. Конторович А.Э., Сурков В.С. Геология и полезные ископаемые России. Западная Сибирь: в 6 томах / гл. ред. В.П. Орлов. – СПб. : Издательство ВСЕГЕИ, 2000. – Т. 2. – 477 с.
6. Леонтьев Е.И. [и др.]. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами. – М. : Недра, 1974. – 239 с.
7. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
8. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
9. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
10. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
11. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
12. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : дисс. ... доктора технических наук. – М., 2013. – 432 с.
13. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
14. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
15. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.

16. Техничко-экономическое обоснование применения методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях ПО «Юганскнефтегаз»: Договор Н.91.91.56.44.00 / рук. Гусев С.В. – Тюмень : СибНИИИП, 2001.
17. Скважинная плазменно-импульсная технология повышения нефтеотдачи пластов месторождений. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a3bd68a5d53b88521306c36_0.html
18. Берсенева С.А., Вахитова Г.Р., Полюдова Н.Ю. Прогноз распределения плотности горных пород по данным нейтронного каротажа // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 36–38.
19. Добрынин В.М., Городнов А.В., Черноглазов В.Н. Новые возможности геофизики при оценке извлекаемых запасов на поздней стадии разработки месторождений // Нефтяное хозяйство, 2004. – Вып. 11. – С. 53–56.
20. Климов В.В., Савенок О.В. Новые технологии ГИС // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 2/2014. – С. 44–49.
21. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2017. – № 3. – С. 33–37.
22. Климов В.В., Савенок О.В. Снижение износа обсадных колонн при строительстве глубоких и наклонно-горизонтальных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 11. – С. 44–47.
23. Нежданов А.А. Основные закономерности строения сейсмостратиграфических комплексов неокома Западной Сибири // Геофизические методы при обосновании объектов нефтепоисковых работ в центральных районах Западной Сибири. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1988. – С. 62–70.
24. Панцарников Д.С. [и др.]. Техника и технология геофизических методов исследования горизонтальных скважин на Фёдоровском нефтегазовом месторождении // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 1/2016. – С. 42–45.
25. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Шьяка Хаким Контроль качества геофизических исследований скважин // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 4. – С. 38–59.
26. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Проведение комплекса геофизических работ в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 173–180.
27. Пунанова С.А. Микроэлементные критерии при оценке перспектив нефтегазоносности доюрских отложений Западной Сибири // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 181–185.
28. Савенок О.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 114–119.
29. Сахаутдинов И.Р. Синтезирование акустического каротажа с учетом изменения плотности разреза // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 141–146.
30. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Анализ эффективности методов радиометрии при выявлении и оценке характера насыщения коллекторов (на примере месторождений Западно-Сибирской равнины) // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 154–163.

31. Хайруллин А.Р., Вахитова Г.Р. Восстановление петроупругих свойств горных пород по данным каротажных исследований скважин // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 151–155.

32. Хаматдинов Р.Т., Велижанин В.А., Череменинский В.Г. С/О-каротаж – перспективная основа современного геофизического мониторинга нефтяных месторождений // НТВ «Каротажник». – Тверь : Издательство АИС, 2004. – Вып. 125–126. – С. 4–23.

33. Швецова А.В., Седики Д.Б. Исследование и сравнительная характеристика Прикаспийской нефтегазоносной провинции и отложений Тюменской свиты в Западной Сибири // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 192–193.

References:

1. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2011. – 603 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of the oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
3. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Development of naphtha and gasvikh Sverdlov. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
4. Dvorkin V.I., Orlinskiy B.M. Processing of the results of GIS, analysis of oil reserves development and development of recommendations for improvement of development of Mamontovskoye and Priobskoye fields. – Ufa : OAO NPF «Geophysics», 2003.
5. Kontorovich A.E., Surkov V.S. Geology and Mineral Resources of Russia. Western Siberia: in 6 volumes / Edited by V.P. Orlov. – St. Petersburg. VSEGEI Publishing House, 2000. – Vol. 2 – 477 p.
6. Leontief E.I. [et al.]. Investigation of oil and gas reservoirs in Western Siberia by geophysical methods. – M. : Nedra, 1974. – 239 p.
7. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of the geophysical researches at construction and operation of wells at the oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
8. Popov V.V. [et al.]. Search, exploration and exploitation of oil and gas fields : textbook. – Novocherkassk : South Russian State Pedagogical University (NPI), 2015. – 322 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Geophysical researches and works in wells: educational event. – Novocherkassk : Lik, 2017. – 326 p.
10. Savenok O.V. Theoretical bases of the oil and gas fields development : textbook. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 203 p.
11. Savenok O.V. Optimization of the operation equipment functioning to increase the efficiency of the oilfield systems with complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013. – 336 p.
12. Savenok O.V. Efficiency increase of the basic and information-management technologies in the development of the hydrocarbon fields with hard-to-recover reserves : diss. ... Doctor of Technical Sciences. – M., 2013. – 432 p.
13. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of the results of hydrodynamic research : textbook. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO «KubGTU», 2017. – 203 p.
14. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
15. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO KubGTU, 2019. – 267 p.
16. Feasibility study of application of enhanced oil recovery methods at Yuganskneftegaz fields : Contract H.91.91.56.44.00/hand. Gusev S.V. – Tyumen : SibNIINP, 2001.
17. Wellbore plasma-pulse technology of oil recovery enhancement in fields. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a3bd68a5d53b88521306c36_0.html
18. Berseneva S.A., Vakhitova G.R., Polyudova N.Yu. Forecast of rock density distribution according to neutron logging data // Bulatov Readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes: collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 36–38.

19. Dobrynin, V.M., Gorodnov, A.V., Chernoglazov, V.N. New possibilities of the geophysicist in the estimation of the recoverable reserves at the late stage of the fields development // Oil industry, 2004. – Issue. 11. – P. 53–56.
20. Klimov V.V., Savenok O.V. New GIS technologies // Oil. Gas. Innovations. – 2014. – № 2/2014. – P. 44–49.
21. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Increasing the reliability of the geophysical methods in the directional and horizontal wells // Scientific and Technical Journal «Engineer-oilman». – M. : Publishing house of «I D S Drilling» LLC, 2017. – № 3. – P. 33–37.
22. Klimov V.V., Savenok O.V. Reduction of casing wear during construction of the deep and inclined-horizontal wells // Oilfield business. – 2017. – № 11. – P. 44–47.
23. Nezhdanov A.A. Basic regularities of the structure of the seismostratigraphic complexes of the West Siberian neocomus // Geophysical methods for substantiation of the objects of oil prospecting in the central regions of West Siberia. – Tyumen : ZapSibNIGNI, 1988. – P. 62–70.
24. Pantsarnikov D.S. [et al.]. Technique and Technology of the Geophysical Methods of the Horizontal Well Research at Fedorovskoye Oil and Gas Fields // Oil. Gas. Novations. – 2016. – № 1/2016. – P. 42–45.
25. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S., Shyaka Hakim Quality control of the geophysical well investigations // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – № 4. – P. 38–59.
26. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S. Carrying out a complex of geophysical works in wells of the Yamburgskoye gas condensate field // Bulatovskie readings: materials of the II International scientific-practical conference (March 31, 2018): in 7 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and Gas Field Geology. Exploration and field geophysics. – P. 173–180.
27. Punanova S.A. Microelemental criteria for assessing the prospects of oil and gas bearing deposits of Western Siberia // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and production geophysics. – P. 181–185.
28. Savenok O.V., Berezovsky D.A., Kusov G.V. Laws and changes of oil and gas properties in deposits and fields // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific and Practical Conference (March 31, 2019): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, prof. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and production geophysics. – P. 114–119.
29. Sakhautdinov I.R. Synthesis of acoustic logging taking into account the change in the density of the section // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 141–146.
30. Sopnev T.V., Beketov S.B. Analysis of the efficiency of radiometry methods in detecting and assessing the nature of reservoir saturation (on the example of fields of West Siberian plain) // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 154–163.
31. Khairullin A.R., Vakhitova G.R. Restoration of petroelastic properties of rocks according to the data of well logging studies // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific-Practical Conference (March 31, 2019): in 5 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 151–155.
32. Khamatdinov R.T., Velizhanin V.A., Cheremensky V.G. S/O-logging – a promising basis for modern geophysical monitoring of oil fields // NTV «Karotazhnik». – Tver : AIS Publishing House, 2004. – Issue. 125–126. – P. 4–23.
33. Shvetsova A.V., Sediki D.B. Research and comparative characteristics of the Pre-Caspian oil and gas province and the deposits of the Tyumen Formation in Western Siberia // Bu-Latovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – KrasnoDar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 192–193.