УДК 622

АНАЛИЗ ОБВОДНЕННОСТИ И МЕТОДЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОСТРОВА САХАЛИН

ANALYSIS OF WATER CUT AND METHODS OF LIMITING WATER INFLOWS IN OIL AND GAS PRODUCING WELLS IN SAKHALIN ISLAND

Савенок Ольга Вадимовна
доктор технических наук, доцент,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Лешкович Надежда Михайловна
ассистент,
Кубанский государственный
технологический университет
NLeshkovich@bk.ru

Мажник Владимир Игоревич
магистрант,
Кубанский государственный
технологический университет
Vladimirmazhnik@gmail.com

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of Engineering, Associate professor,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Leshkovich Nadezhda Mikhaelovna
assistant,
Kuban state technological university
NLeshkovich@bk.ru

Mazhnik Vladimir Igorevich
undergraduate,
Kuban state technological university
Vladimirmazhnik@gmail.com

Аннотация. В работе рассматривается ряд факторов, являющихся причинами обводненности нефтегазодобывающих скважин острова Сахалин. Анализируются и обобщаются методы ограничения водопритоков. Описываются коллекторские свойства и нефтегазонасыщенность продуктивных горизонтов.

Ключевые слова: нефтегазодобывающие скважины, водопритоки, ограничение водопритоков, обводнённость, изоляционные работы.

Annotation. The paper considers a number of factors that are the causes of the water cut in the oil and gas producing wells of Sakhalin Island. The methods of limiting water inflows are analyzed and generalized. The reservoir properties and oil and gas saturation of productive horizons are described.

Keywords: oil and gas producing wells, water inflows, water inflow restriction, water cut, insulation works.

Сахалинский район богат поверхностными нефтегазопроявлениями, поэтому внимание исследователей он привлекал всегда. Поверхностные проявления в виде выходов нефти, газа и «асфальтовых» озёр установлены в широком стратиграфическом диапазоне от нижнемиоценовых до позднемиоценовых образований, однако приурочены к отложениям Дагинской и Окобыкайской свит [1, 3].

Самыми распространенными являются поверхностные нефтегазопроявления в южной части района, где образования Дагинской свиты приближены к дневной поверхности и частично эродированы.

Впервые промышленные притоки нефти были получены в 1922 году японскими предпринимателями на Катанглийской площади. Советскими специалистами разведка и эксплуатация нефтяных залежей Катанглийского месторождения была начата только в 1932 году. После Охинского Катанглийское месторождение является одним из старейших на Сахалине.

До конца 60-х годов в результате разведочных работ, проводившихся в районе в незначительных объемах, были вскрыты еще два месторождения – Уйглекутское и Лысая Сопка. Впоследствии эти три площади объединены в единое Катанглийское месторождение [3].

С увеличением объемов геолого-поисковых и разведочных работ в районе открыт ряд месторождений.

В настоящее время их в районе насчитывается 14, включая Монгинское месторождение, учитывая, что 13 из них расположены на суше и одно (Чайвинское) на шельфе Охотского моря.

Месторождения имеют сложное блоковое строение, за исключением, Чайвинского морского, в пределах которого разрывных нарушений не выявлено. Они содержат различное количество продуктивных горизонтов и блоков.

Самое крупное в районе газоконденсатонефтяное месторождение Монги. Это месторождение является самым большим не только в районе, но и на территории суши всего острова Сахалин.

Непосредственно на площади Монги поверхностных нефтегазопроявлений не обнаружено. Материалами бурения установлена нефтегазоносность отложений Дагинской свиты. В её разрезе выявлено 17 продуктивных горизонтов – II, III, IV, V, VIб, VII, VIII, IX, X, XII, XIII, XVI, XIX, XX, XXI, XXII.

Согласно классификации А.А. Бакирова, выявленные ловушки по генетическим и морфологическим характеристикам относятся к классу структурных [3].

Залежи нефти и газа на месторождении весьма разнообразны по форме и генетическим особенностям. По сложности геологического строения относятся ко II группе. По степени заполнения ловушек углеводородами выделяются: полнопластовые, неполнопластовые, массивно-пластовые.

На месторождении обнаружено 78 залежей, из них: 25 нефтяных, 22 газоконденсатных (с газовой шапкой), 3 нефтегазоконденсатных (с нефтяной оторочкой). Все три залежи с нефтяной оторочкой содержатся во II горизонте.

Основными продуктивными горизонтами являются II, III, IV, VI. Характерная их особенность – приуроченность залежей к массивно-просторным резервуарам X, IX, VIII, VII, V блоках. Объясняется это тем, что по сбросам контактируют песчаные горизонты и сбросы не являются экранами. В тех частях разреза, где контактируют насыщенные горизонты, в соседнем блоке они также насыщены.

Границы раздела продуктивных отложений по характеру насыщения моделируются как поверхности контактов нефти, газа, воды.

Мощность переходной зоны очень мала и практически отсутствует. Контактные поверхности газа и нефти, нефти и воды, газа и воды, в основном, горизонтальные. Исключением является массивно-пластовый резервуар (II–VI горизонты в блоках X, IX, VIII, VII), поверхности газонефтяного и водонефтяного контактов имеют сложную, необычайную «чашеобразную» форму, которая впервые была выявлена на Сахалине, на месторождении Монги.

Продуктивные горизонты приурочены к Дагинской свите, отложения которой обладают лучшими емкостно-фильтрационными свойствами в сравнении с отложениями Окобыкайской свиты.

Толщины горизонтов на месторождении Монги изменяется в широких пределах.

В процессе разработки месторождений о. Сахалин, а также эксплуатации скважин, последние сильно обводняются. Причинами чего являются:

1. Геологические факторы:

– коллекторские свойства горных пород (породы-коллекторы терригенного типа состоят из зёрен минералов и обломков пород разных размеров, сцементированных цементами различного типа);

– вещественный состав нефтеносных пластов (нефтеносные пласты, как правило, содержат песок с размером зёрен 0,1–1,0 мм, алеврит (0,1–0,01 мкм) и пелит или глину (0,01 мм));

– неоднородность порового пространства (пористость реальных нефтяных пластов терригенного типа зависит от фракционного состава частиц, плотности их расположения и типа цемента);

– неоднородность нефтеносных пластов (вещественный состав и физические свойства осадочных пород изменяются в зависимости от условий их отложений, как по площади, так и по разрезу);

– свойства нефти (групповой углеводородный состав нефти отражает содержание трех основных классов углеводородов: парафиновых (алканы), нафтеновых (цикланы) и ароматических (арены), включая смолы и асфальтены с учетом их вязкостных параметров. Акцентируем внимание на том, что соотношение вязкостей нефти и воды относятся к числу основных факторов, определяющих процесс и показатели заводнения пластов. Вязкость жидкости между контуром питания и зоной отбора определяет величину фильтрационного сопротивления. Чем больше вязкость нефти, тем больше фильтрационное сопротивление потоку, которое изменяется при внедрении воды и отличается для обводненных и нефтенасыщенных зон пласта. Чем выше вязкость нефти при фиксированном коэффициенте охвата, тем большее количество воды содержится в добываемой продукции);

– давление и температура (в процессе эксплуатации скважины происходит нарушение естественного распределения давления в пласте. Вдоль ствола скважины происходит падение давления и образуется депрессионная воронка. Следствием этого является образование градиентов давления близких к вертикальным, что приводит к изменению потоков жидкости: поднятию водонефтяного контакта или опусканию газонефтяного контакта, т.е. образованию водяных или газовых конусов, а также примем во внимание факт сильной зависимости вязкости нефти от температуры, а, следовательно, и интенсивность процессов обводнения и возможность применения методов увеличения нефтедобычи).

2. Технические факторы:

– техническое состояние скважины (конструкция низа скважины оказывает большое влияние на пути поступления воды в скважину, и это необходимо учитывать при планировании работ по изоляции водопритока);

– состояние призабойной зоны пласта (в результате комплекса процессов, протекающих в длительный геологический период, продуктивный пласт приобретает относительно равновесное состояние. После вскрытия его скважиной возникает призабойная зона пласта (ПЗП), через которую из продуктивного пласта в скважину происходит фильтрация пластового флюида);

– характер и режим заводнения (применяемые системы разработки включают законтурное, линейное, очаговое, избирательное заводнение или их комбинации. Систему заводнения выбирают с учё-

том многочисленных геолого-промысловых факторов. Большую роль при этом играют такие факторы, как размеры залежей и водонефтяных зон, глубина залегания пластов, тип коллектора, проницаемость и степень неоднородности пластов, вязкость и газонасыщенность пластовой нефти, начальное пластовое давление, разница в значениях начального пластового давления и давления насыщения).

В процессе эксплуатации скважин в нее начинает поступать вода. Вода может поступать через цементный стакан на забое скважины, через отверстия фильтра вместе с нефтью и дефекты в эксплуатационной колонне (трещины, раковины в металле, негерметичные резьбовые соединения). Эти дефекты возникают при некачественном цементировании, коррозии колонны под воздействием омывающих её минерализованных пластовых вод.

Нарушения могут возникнуть в процессе освоения скважины или при текущем и капитальном ремонтах. Помимо этого возможен переток вод из одного пласта в другой, происходящий в результате их вскрытия в процессе бурения скважины и отсутствия изоляции друг от друга цементным камнем. Хотя в этом случае пластовая вода и не поступает внутрь эксплуатационной колонны, но контакт ее с наружной поверхностью труб может привести к коррозии и нарушению впоследствии герметичности колонны.

Кроме этого изоляция рассматриваемых пластов необходима для охраны недр. Наличие межпластовых перетоков всегда недопустимо, так как в результате возникают следующие нежелательные последствия:

- искажается дебит скважины, а также характер насыщения продуктивного пласта, что приводит к снижению как добывных возможностей скважины, так и коэффициента извлечения нефти из пласта;
- нарушается естественная минерализация пластовых вод по разрезу скважины, что искажает оценку характера насыщения пластов по геофизическим исследованиям;
- снижается достоверность значения газового фактора при добыче нефти, что нарушает проектную технологию разработки пласта;
- образуются вторичные залежи нефти и газа, которые могут осложнить бурение последующих скважин на площади;
- при наличии в посторонней воде сероводорода и углекислого газа возникает интенсивная коррозия подземного и наземного оборудования и цементного камня [3].

При изоляционных работах выполняется изоляция верхних и нижних вод, поступающих через цементный стакан и по заколонному пространству, а также подошвенных вод отдельных пластов и вод, поступающих через соседнюю скважину.

Таким образом, причиной прорыва посторонних вод является:

- недоброкачественное цементирование колонны в процессе бурения, вследствие чего отсутствует полная изоляция нефтеносных горизонтов от водоносных;
- нарушение цементного кольца в затрубном пространстве или разрушение цементного стакана на забое скважины;
- обводнение через соседнюю скважину, эксплуатирующую тот же горизонт;
- дефект в эксплуатационной колонне вследствие наличия трещин и раковин в теле колонны;
- нарушения колонны в процессе освоения скважины;
- повреждение колонны при капитальном и текущем ремонтах скважины.

Вследствие высоких темпов добычи нефти заводнением и быстрого обводнения добываемой продукции скважин, значительная часть скважин обводняется преждевременно из-за прорыва вод по высокопроницаемым пропласткам эксплуатируемого объекта, нарушения герметичности заколонного пространства в интервале продуктивных пластов, подтягивания конусов подошвенной воды.

На рисунке 1 представлены основные причины обводнения скважин.

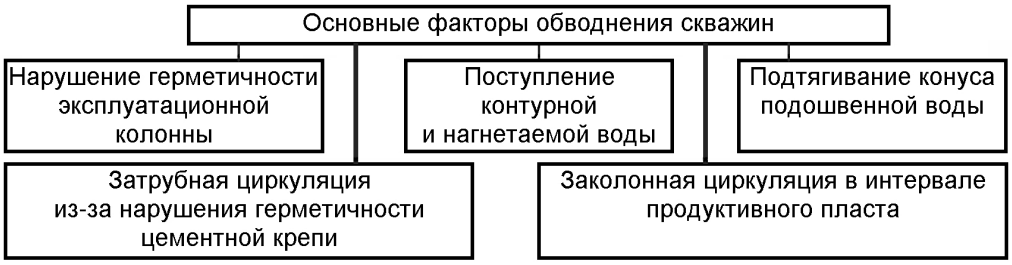

Рисунок 1 – Основные причины обводнения добываемой из скважины продукции

Самым простым способом определения места притока воды, поступающей в скважину через дефекты в колонне, является спуск конуса. Для этого в скважине предварительно снижают уровень жидкости значительно ниже места притока. Затем на канате спускают в скважину конус-ведро и, опуская его на различные глубины, определяют место притока по появлению воды в конусе. Данный способ применяют при небольших глубинах места слома колонны [3].

Продавливание пробки, как и спуск конуса, применяют для определения места притока воды, поступающей в скважину через слом колонны, причем к этому способу прибегают только в том случае, когда

жидкость свободно циркулирует (т.е. при наличии выхода воды, закачиваемой в обсадную колонну через пространство за колонной) и фильтр скважины закрыт цементом. При этом верхняя пробка продавливается, как при сплошной заливке. Выше слома пробка беспрепятственно движется вниз вместе с закачиваемой водой, так как вода уходит через повреждение колонны в затрубное пространство. При достижении поврежденного метода пробка перекрывает его и перестает двигаться вниз. Вследствие этого давление резко возрастает, что и указывает на достижение пробкой места повреждения в колонне.

Для определения интервала негерметичности эксплуатационной колонны на промыслах также применяется метод поинтервальной опрессовки с использованием пакера, высоковязкой жидкости и газообразного агента.

Пакер применяют в тех случаях, когда интервал негерметичности поглощает закачиваемую жидкость при испытании на приемистость. В зависимости от конкретных условий скважины (глубины, высоты подъема цемента, предполагаемого интервала негерметичности и т.д.) при спуске НКТ пакер устанавливают через определенную глубину (до 500 м) и затем колонну опрессовывают (при этом интервал перфорации временно перекрыт цементным мостом). Если при очередной опрессовке поглощение жидкости не наблюдается, то это указывает на негерметичность колонны в интервале между последними двумя глубинами установки пакера. Для того чтобы более точно определить местонахождение негерметичности колонны, располагают пакера, увеличивая частоту их установки (например, при подъёме НКТ с пакером).

При использовании высоковязкой жидкости вначале колонну опрессовывают, закачивая обычную промывочную жидкость и фиксируя величину падения давления. Затем в НКТ закачивают высоковязкую и продавочную (промывочную) жидкости из расчета вытеснения высоковязкой жидкости из НКТ.

Продавливания и опрессовки продолжаются до резкого снижения величины падения давления, что характеризует достижение высоковязкой жидкостью интервала негерметичности колонны.

Рекомендуется, чтобы объем высоковязкой жидкости был не менее 1 м^3, а количество продавочной жидкости для перемещения высоковязкой жидкости не превышало 80 % от её объёма [4].

При использовании газообразного агента на скважине необходимо иметь или автомобильную газификационную установку (АГУ) со сжиженным азотом, или паропроизводительную установку (ППУ), или компрессор УКП-80.

Опрессовки колонны продолжают до тех пор, пока не будет обнаружено повышение давления в межколонном пространстве, указывающее на негерметичность колонны в последнем интервале снижения уровня жидкости в затрубном пространстве (50–100 м).

Технологии ограничения водопритока в скважины в зависимости от характера влияния закачиваемой водоизолирующей массы на проницаемость нефтенасыщенной части пласта, вскрытого перфорацией, разделяются на селективные и неселективные, учитывая физико-химическими свойствами материала.

Неселективные методы изоляции (НСМИ) – используют материалы, которые независимо от насыщенности среды нефтью, водой и газом образуют экран, не разрушающийся со временем в пластовых условиях.

Основные требования при НСМИ – точное выделение обрабатываемого обводненного интервала и исключение снижения проницаемости продуктивной нефтенасыщенной части пласта. Для этого в основном используются цементы, пеноцементы, полимерцементы, технические устройства типа разбуриваемых пакеров и перекрывающих устройств.

Селективные методы изоляции (СМИ) – методы, использующие материалы, которые закачивают во всю перфорированную часть пласта. При этом образующийся осадок, гель или отверждающееся вещество увеличивают фильтрационное сопротивление только в водонасыщенной части пласта, а закупорки нефтяной части пласта не происходит.

Селективное воздействие химпродуктов основывается на различии физико-химических свойств пластовых жидкостей (нефти и воды) и физико-геологических особенностях строения продуктивного объекта, определяющих гидродинамическую обстановку коллектора [4].

На рисунке 2 представлена обзорная классификация селективных химических реагентов.

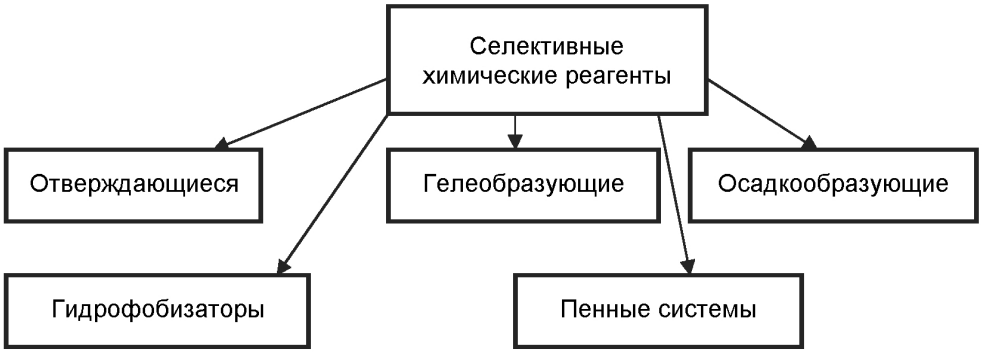

Рисунок 2 – Обзорная классификация селективных химических реагентов

Учитывая механизм образования водоизолирующих масс и физико-химических принципов воздействия на вмещающую среду, выделяют пять групп селективных химических реагентов и соответственно основанных на них методов:

1. Отверждающиеся – химические реагенты образующие после попадания в пласт водоизолирующую массу, растворимую в нефти и не растворимую в водной среде. В таблице 1 перечислены основные материалы, использующиеся при проведении отверждающихся методов.

Таблица 1 – Отверждающиеся химические реагенты

Тип материала	Промышленное наименование
1. Полиуретаны	Клей КИП-Д
2. Синтетические смолы: фенолоформальдегидные	ТСД-9
3. Кремнийорганические соединения: органохлорсиланы, олигомерные органосилоксаны эфиры ортокремниевой кислоты	Метилхлорсилан, Фенилхлорсилан, Этилакрилхлорсилоксаны, Полидиорганосилоксаны, Тетраэтоксисилан, Этилсиликат

2. Гелеобразующие – химические реагенты, приводящие к образованию пространственных гелеобразных систем с неорганической или органической твердой фазой высокой степени дисперсности с водной или неводной дисперсионной средой.

Основные химические реагенты для образования гелевых структур приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Гелеобразующие химические реагенты

Наименование	Тип материала
Полимеры акриловых кислот и их производных	Полиакриламид гелеобразный или сухой, Гипан, метас, флокулянт «Комета», МАК-ДЭА, КМЦ-500, КМЦ-600
Производные целлюлозы: сложные эфиры целлюлозы (карбоксиметилцеллюлозы) простые эфиры целлюлозы	Оксиэтилированная целлюлоза, метилцеллюлоза
Предельные полимеры, полиолефины	Полиэтиленовая крошка, полиизобутилен
Вязкие нефти, эмульсии и др. нефтепродукты	Нафталин, парафин, НЧК (нейтрализованный черный контакт, контакт Петрова (кислый гудрон), высокоокисленный битум Х-1,
Нефтерастворимые смолы и латексы	СКС-30, СКС-50, СКД-1, резиновая крошка
Неорганические материалы	Жидкое стекло

В зависимости от характера образующейся пространственной структуры геля и типа химических связей различают три типа гелей:

- классические – обладают структурой коагуляционного типа из первичных частиц или агрегатов (доменов, агломератов), связи между которыми обладают низкой энергией, легко разрушаются при механическом воздействии и восстанавливаются в покое; их изоляционные свойства основаны на высокой проникающей способности (создание протяжённых экранов в тонкопористых средах) и устойчивости пространственной структуры к влиянию внешних агрессивных сред;
- частично отверждаемые – получающиеся в результате взаимодействия первичного геля с флюидами, породой, химическими реагентами, температурного превращения, введения химически активного наполнителя, в котором частично, взамен коагуляционных связей, возникли химические (причем возможно взаимопроникновение коагуляционной и конденсационно-кристаллизационной структур с широким спектром энергии) связи;
- ксерогели – отверждаемые вследствие образования химических связей гели, утратившие дисперсионную среду (растворитель).

3. Осадкообразующие – химические реагенты, в пластовых условиях приводящие к выпадению нерастворимого осадка в водонасыщенных зонах.

Для изоляции водопритоков с образованием осадков в результате химической обменной реакции с солями пластовых вод используют гидроксиды поливалентных и щелочноземельных металлов, растворы сложных эфиров, мыла высокомолекулярных кислот.

4. Гидрофобизаторы – реагенты, применение которых основано на гидрофобизации поверхности пород призабойной зоны, что приводит к снижению фазовой проницаемости пород для воды и, следовательно, к повышению фильтрационного сопротивления для ее движения. В этом случае применяются ПАВ, аэрированные жидкости, полиорганосилоксаны и другие химические гидрофобные продукты.

5. Пенные системы – образуются в результате взаимодействия химических реагентов, что позволяет блокировать пути продвижения воды как следствие прилипания к поверхности водопроводящих каналов пузырьков газа и образования пленок из коллоидно-дисперсных соединений.

Помимо базовых химических реагентов, в композициях для ограничения водопритока применяют разнообразные вспомогательные реагенты – наполнители, стабилизаторы, модификаторы и катализаторы: бентонитовую глину, древесную муку, хлористый кальций, карбонат натрия, алюмохлорид, хромо-калиевые квасцы, катионы поливалентных металлов, серную кислоту и многие другие [4].

В настоящее время количество химических реагентов столь велико, что классифицировать их можно достаточно условно, так как многие вещества способны образовывать разные типы водоизолирующих масс в зависимости от конкретных условий, а кроме этого, большинство из них применяются сейчас в составе разнообразных композиций.

Выбирая тот или иной химический реагент, следует учитывать область применяемости, источник поступления воды в скважину, конкретные геолого-литологические и технико-технологические параметры месторождения.

Литература:

1. Кудинов В.И. Основы нефтегазового дела. – М. : ИКТ, 2004.
2. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М. : УМК, 2004.
3. Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1983.
4. Нюняйкин В.Н. Справочник нефтяника. – Уфа : «Башкортостан», 2001.

References:

1. Kudinov V.I. Bases of oil and gas business. – M. : ICT, 2004.
2. Pokrepin B.V. Development of oil and gas fields. – M. : UMK, 2004.
3. Gimatudinov Sh.K. The reference guide on design of development and operation of oil fields. – M. : Nedra, 1983.
4. Nyunyaykin V.N. Reference book of the oil industry worker. – Ufa : «Bashkortostan», 2001.