

Существуют различные модели комплексов защиты пласта, однако для всех из них характерна некоторая схожесть конструкции. Так, для герметизации кольцевого пространства и установки оборудования в заданном интервале скважины применяются пакерные установки. Также в составе любого комплекса защиты пласта имеется непосредственно сам клапан-отсекатель, предназначенный для разобщения надпакерной и пакерной зоны.

В данной работе предлагается разработанный авторами скважинный клапан-отсекатель для проведения подземного ремонта скважин. Представленная модель позволяет исключить выявленные недостатки существующих разработок за счет использования специального толкательного механизма, активирующего клапанный узел по команде, подаваемой со станции управления, и приводимого в действие погружным электродвигателем центробежного насоса, а также за счет применения двух клапанов и стингера, имеющего верхний и нижний интервалы перфорации, которые осуществляют сообщение между подпакерной и надпакерной зонами для обеспечения движения пластовых флюидов от забоя к устью скважины.

Данное исполнение устройства забойного клапана-отсекателя сохраняет продуктивность пласта при проведении подземного ремонта скважин за счет конструктивного исполнения клапанного узла нажимного действия и запорного элемента пакерной компоновки, позволяющих надежно изолировать подпакерное и надпакерное пространство.

Таким образом, предложенная конструкция позволяет решить ряд наиболее актуальных на сегодняшний день проблем существующих технологий применения скважинных клапанов-отсекателей. А именно, обеспечение возможностей управляемого отключения продуктивной части пласта, беспрепятственного проведения извлечения и ремонта подземного оборудования, а также доступа технических средств к забою эксплуатируемой скважины, исключая вредное влияние технологических жидкостей на продуктивный пласт.

#### Литература

1. Асфандриянов Х.А., Максотов Р.А. Нефтегазопроявления и открытые фонтаны при эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1986. – 231 с.
2. Барышников А.А., Паклинов Н.М. Управление продуктивностью скважин. – Тюмень: Издательский центр БИК ТюмГНГУ, 2015. – 16 с.
3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 543 с.
4. Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.
5. Кучурин А.Е., Кибирев Е.А., Кунакова А.М. Испытания клапанов-отсекателей для защиты продуктивных пластов от жидкостей глушения при смене установки электроцентробежных насосов на месторождениях ПАО «Газпром нефть» // РРОнефть. – 2019. - № 1. – С. 46-51.
6. Петров Н.А. Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах. – М.: Химия, 2008. – 440 с.
7. Рябконов С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. – Краснодар, 2009. – 337 с.
8. Токунов В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2004. – 711 с.

### **СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ЮШТ АКШАБУЛАКСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, КАК ОСНОВА ДЛЯ АДАПТАЦИИ ЕГО РАЗРАБОТКИ Омаров А.К.**

Научный руководитель - профессор В.Б. Белозеров  
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Объективность построения геологических, гидродинамических моделей продуктивных резервуаров и последующая их адаптация к процессам разработки во много зависит от представлений на особенности условий формирования коллектора и правильном подборе его априорной седиментационной модели.

Вследствие этого, седиментационный анализ является одним из главных методов определений фациальной обстановки формирования нефтегазоносных резервуаров. Выполняется он на основе детального анализа отобранного в скважинах кернового материала, включающего анализ осадочных текстур, аутигенных минералов, органические остатки, гранулометрических и петрографических данных [1]. Комплексные исследования, проведенные в скважинах, позволяют не только объяснить территориальную взаимосвязь обстановок осадконакопления, выявленных бурением, но и способствует на основе подобранной априорной седиментационной модели прогнозу пространственного развития фаций, ещё не освещённых данными бурения.

С целью возможностей использования седиментационной модели продуктивного резервуара в процессах разработки, был проведен фациальный анализ нефтеносного пласта ЮШТ на месторождение «Акшабулак» расположенного в Кызылординской области, Республики Казахстан. Продуктивный пласт залегают непосредственно на образованиях фундамента и представлен грубозернистыми разностями с включением обломков кварца различной степени окатанности. Пласт по разрезу обладает дифференцированной характеристикой фильтрационно-емкостных свойств, проницаемость которого при значениях пористости от 16 до 18% может изменяться от 10 мД до 10 дарси и более. Макроскопический анализ кернового материала свидетельствует о бессистемном распределении агрегатов кварца по разрезу пласта, что свидетельствует о его транспортировке совместно с более тонкозернистыми разностями. Такой механизм перемещения характерен для потоковых фаций с переменным гидродинамическим режимом седиментации, что свойственно осадкам многоруслых рек и пролювиально-аллювиальным отложениям конусов выноса. Гранулометрические исследования проведенные на основе диаграммы Пассеги, свидетельствуют, что

основная масса определений соответствует фациальной обстановки активного заполнения русла, однако отмечаются определения свойственные отложениям илстых стоков характерных для пролювиально-аллювиальных конусов выноса [2].

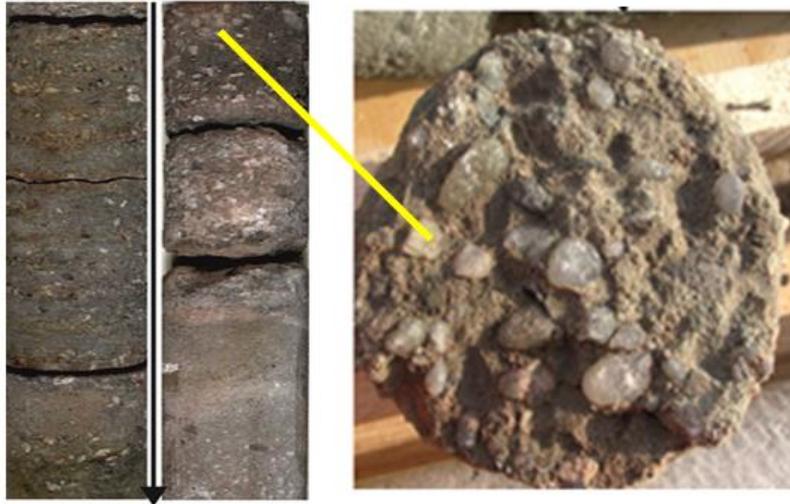


Рис. 1 Образец керна с месторождения Акшабулак

Интересные результаты по особенностям строения пласта ЮШт получены в результате интерпретации в 2005 году материалов сейсморазведки 3Д 2001 года. На карте акустического импеданса (рис. 2А), который по определению имеет корреляционную связь с пористостью коллектора, для пласта ЮШт отмечается полосовидная система пониженных и повышенных значений этого параметра в пределах Акшабулакской площади. Наблюдаемая ориентировка полосовидных зон, вероятно, отображает пространственное распределение потоков, ответственных за транспортировку обломочного материала. Концептуальная седиментационная модель пласта ЮШт представлена на рисунке 2В. В соответствии с существующими представлениями на формирование пролювиально-аллювиальных конусов выноса при выходе потока на предгорную равнину его скорость резко падает и влекомые потоком осадки разгружаются в виде конуса выноса, который имеет в плане веерообразную форму (рис.2Б). По фильтрационно-емкостным характеристикам выделяют конуса выноса двух типов свойственных вязким и жидким потокам. Вязкий селевый поток из-за своих особых свойств при выходе на равнину довольно быстро начинает осажать несортированные и неокатанные обломки в песчаном матриксе, что предопределяет низкие коллекторские свойства осадка. Жидкий русловый поток отличается от предыдущего тем, что русла имеют прямую вытянутую форму, где разнозернистая масса обломков перемещается все дальше и дальше, принимая грубую сортировку. Следовательно, грация обломочного материала в конусе выноса будет изменяться от грубо сортированных отложений, таких как глыбы и щебень (на вершине конуса) до алевритово-глинистых отложений у подножия. Слабую окатанность приобретают только обломки жидких русловых потоков. При этом высокая степень «промытости» стоковыми водами осадочного материала жидкого потока предопределяет его высокие фильтрационные характеристики. Рассмотренный выше фактический материал (слабая окатанность материала, грубая сортировка отложений, значительные фильтрационно-емкостные свойства осадка, прямолинейность русловых систем по данным сейсморазведки) свидетельствует о формировании пласта ЮШт в условиях жидкого руслового потока [2].

Седиментационная модель жидкого конуса выноса – это многоуровневое распределение в объёме пласта субпрямолинейной системы каналов высокой проницаемости спародически связанных друг с другом в разрезе и по площади. Признаки седиментационной модели конуса выноса:

- Близкая к прямолинейной ориентировка русловых систем по данным акустического импеданса;
- Грубая сортировка терригенного материала;
- Слабая окатанность обломков;
- Наличие определений илстых стоков по данным генетической диаграммы Пассеги;
- Высокие коллекторские свойства пласта.

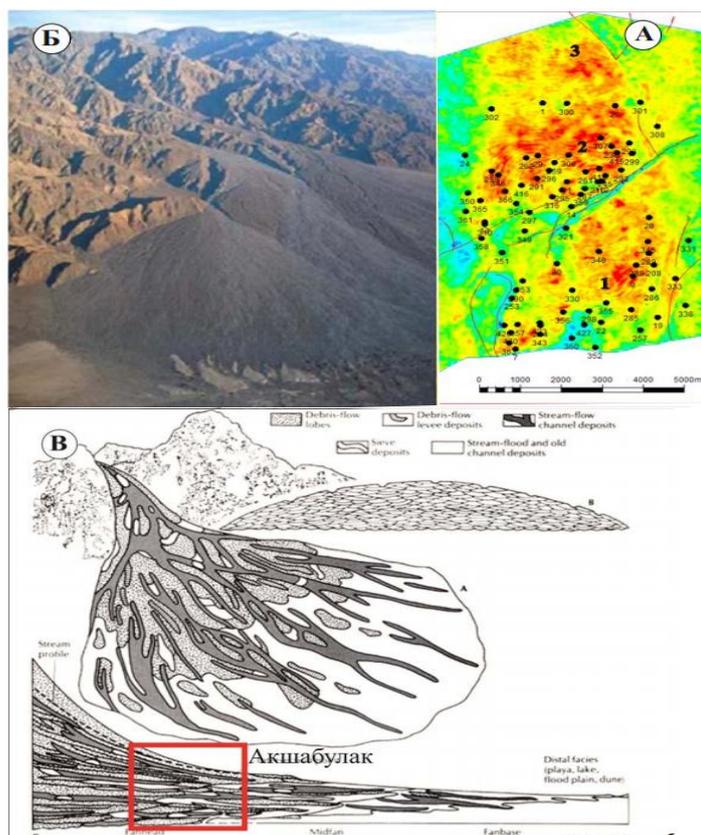


Рис. 2 Карта акустического импеданса пласта ЮШт (А), пример системы пролювиально-аллювиального конуса выноса (Б) и его седиментационная модель (В)

Таким образом, по ранее проведённой интерпретации считалось, что пласт ЮШт был образован в дельтовых отложениях, однако более детальный сейсмогеологический анализ свидетельствует о его формировании в условиях пролювиально-аллювиального конуса выноса жидкого потока. Выделяемые фации пласта ЮШт формируют сложную пространственную архитектуру коллектора, с высокими значениями проницаемости линейной направленности, что должно учитываться при формировании гидродинамической модели продуктивного резервуара. Принимая во внимание механизм обводнения гидродинамической ячейки в процессе гидродинамического моделирования, ячейки должны иметь прямоугольную форму располагаясь своим удлинением вдоль прогнозного направления водотока.

#### Литература

1. Градзинский Р., Костецкая А., Радомский А. и др. Седиментология. Пер. с польского. – М.: Недра, 1980. – 646 с.
2. Отчет разработки пласта ЮШт месторождения Акшабулак – 2018.

### ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПАРАФИНОТЛОЖЕНИЙ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ВАТЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Пасюта А.А.

Научный руководитель - доцент А. И. Могучев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа, Россия

В настоящее время большая часть месторождений углеводородов Российской Федерации находится в поздней стадии эксплуатации, в связи с чем растет себестоимость извлечения оставшихся запасов нефти. Российская Федерация занимает лидирующие позиции в мире по трудноизвлекаемым запасам, которые достигают на сегодня свыше 60% от разведанного объема месторождений. Наибольшее количество трудноизвлекаемых запасов сосредоточено на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

К трудноизвлекаемым запасам относится высоковязкая нефть, в составе которой содержатся асфальтены, смолы и парафины. Для подъема на поверхность такой нефти необходимо внесение изменений в традиционные способы, связанные с преодолением осложняющих добычу факторов. Причинами осложнений является процесс, при котором нефть, поднимаясь по насосно-компрессорным трубам от забоя до устья скважины, охлаждается и достигает температуры ниже температуры кристаллизации асфальтенов, смол и парафинов. В последствии на стенках насосно-компрессорных труб образуются асфальтосмолопарафиновые отложения, которые сужают их поперечное сечение,